

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«СП «КАЗГЕРМУНАЙ»**

**АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «СП «Казгермунай»

_____ **Киякбаев З.К.**

«_____» _____ **2026г.**

**ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ
РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НУРАЛЫ**
по состоянию на 01.01.2026г

(Договор №1175843/2026/1 от 06.01.2026г)

Том I. Текст отчета

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»

А.С. Марданов

И.о. первого заместителя директора филиала
по геологии и разработке

А.А. Башев

г. Атырау, 2026г

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, Директор департамента по разработке _____ Башев А.А.	(общее руководство)
Руководитель службы разработки месторождений КГМ, КТМ, КОА и УО _____ Хажитов В.З.	(общее руководство)
Ответственный исполнитель по разработке, Старший инженер службы разработки месторождений КТМ, КТМ, КОА и УО _____ Мухамеджанов К.Е.	(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)
Ответственный исполнитель по геологии, Эксперт службы геологического моделирования _____ Есенов К.М.	(главы 2, 11)
Эксперт службы геофизики и петрофизики _____ Джумагалиева А.К.	(раздел 2.2)
Ведущий инженер службы геофизики и петрофизики _____ Нысангалиева Ш.О.	(разделы 2.2, 2.4)
Старший инженер службы техники и технологии добычи нефти и газа _____ Багытов С.Ж.	(раздел 6.1, 6.2, 6.6)
Старший инженер службы системы сбора, транспортировки и подготовки продукции _____ Каким А.С.	(раздел 6.3-6,5)
Ведущий инженер служба проектирования бурения и ремонта скважин _____ Амангалиев А. К.	(глава 7)
Эксперт службы бюджетирования и экономических исследований _____ Матжанова М.Д.	(глава 5, 13, раздел 3.5, 4.2)
Ведущий инженер службы экологии _____ Султанова А.Р.	(глава 10)

Ответственный за Документ-контроль: _____ Хажитов В.З.

Содержание

№.№ п/п	Наименование	Стр.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	19
	ВВЕДЕНИЕ	20
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	24
2	ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	26
	2.1 Характеристика геологического строения	26
	2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	50
	2.3 Состав и свойства нефти, газа, конденсата и подземных вод	63
	2.4 Физико-гидродинамические характеристики	91
	2.5 Запасы нефти, газа и конденсата	
3	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	117
	3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	119
	3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	137
	3.2.1 <i>Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки</i>	137
	3.2.2 <i>Анализ выработки запасов нефти из пластов</i>	206
	3.2.3 <i>Анализ эффективности реализуемой системы разработки</i>	217
	3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	237
	3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки	240
	3.4.1 <i>Выделение эксплуатационных объектов</i>	240
	3.4.2 <i>Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики</i>	243
	3.4.3 <i>Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт</i>	245
	3.4.4 <i>Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки</i>	245
	3.4.5 <i>Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин</i>	246
	3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	248
4	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	257
	4.1 Технологические показатели вариантов разработки	257
	4.2 Техничко-экономические показатели вариантов разработки	265
	4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр	273
5	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	275
6	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	277
	6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	277

№№ п/п	Наименование		Стр.
1	2		3
	6.2	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	287
	6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	294
	6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	300
	6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	302
7	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН		309
	7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	309
	7.2	Требования к параметрам бурового раствора	310
	7.3	Цементирование обсадных колонн	311
	7.4	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	312
8	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ		314
9	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ		325
10	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ		333
11	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ		345
12	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ		347
13	ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ		351
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		354
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ		357

СПИСОК ТАБЛИЦ

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	2.2.1	Сведения по отбору керна по скважинам месторождения	50
2.	2.2.2	Характеристика толщин продуктивных горизонтов	54
3.	2.2.3	Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта	55
4.	2.2.4	Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности	56
5.	2.2.5	Статистические ряды распределения проницаемости пласта (горизонта)	62
6.	2.3.1	Свойства нефти в пластовых условиях	64
7.	2.3.2	Физико-химическая свойства нефти в поверхностных условиях	74
8.	2.3.3	Состав и свойства газа	78
9.	2.3.4	Состав свободного газа	80
10.	2.3.5	Расчет состава пластового газа	81
11.	2.3.6	Параметры нефти и газа	82
12.	2.3.7	Параметры свободного газа	83
13.	2.3.8	Химический состав и физические свойства пластовых вод	86
14.	2.3.9	Содержание микрокомпонентов и микроэлементов в пластовых водах	89
15.	2.4.1	Объём специальных исследований на кернах	91
16.	2.4.2	Расчетные величины коэффициентов вытеснения	92
17.	2.4.3	Результаты испытания смачиваемости методом USBM	93
18.	2.4.4	Результаты определения смачиваемости методом центрифугирования (Везерфорд-КЭР)	93
19.	2.4.5	Результаты определения смачиваемости на образцах керна скв. 404, 413, 417, 500, методом по Амотту (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)	94
20.	2.4.6	Результаты кривых капиллярного давления (скв.31)	94
21.	2.4.7	Результаты по капиллярному давлению методом центрифугирования (Везерфорд-КЭР)	95
22.	2.4.8	Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны	97
23.	2.4.9	Результаты исследования по жидкостной порометрии	99
24.	2.4.10	Результат испытания относительной проницаемости	101
25.	2.4.11	Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта	106
26.	2.5.1	Подсчет запасов нефти и растворенного газа на 01.01.2026г.	109
27.	2.5.2.	Подсчет запасов газа газовых шапок и конденсата по состоянию 01.01.2026г.	113
28.	2.5.3	Подсчет запасов свободного газа и конденсата по состоянию 01.01.2026г.	114
29.	3.1.1	Виды и количество проведенных гидродинамических исследований по объектам	118
30.	3.1.2	Результаты гидродинамических исследований скважин (горизонта, объекта, участка)	123
31.	3.2.1	Характеристика фонда скважин на 01.01.2026	145
32.	3.2.2	Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти	146
33.	3.2.3	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти за период 01.01.2023-01.01.2026гг	147
34.	3.2.4	Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам жидкости	148

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
35.	3.2.5	Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущему газовому фактору	149
36.	3.2.6	Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам жидкости за период 01.01.2023-01.01.2026гг	149
37.	3.2.7	Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущей обводненности	150
38.	3.2.8	Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности за период 01.01.2023-01.01.2026гг	151
39.	3.2.9	Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по текущей приемистости	152
40.	3.2.10	Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по приемистости за период 01.01.2023-01.01.2026гг	152
41.	3.2.11	Распределение действующего фонда добывающих скважин по коэфф. эксплуатации и использования за период 01.01.2023-01.01.2026гг	153
42.	3.2.12	Динамика основных показателей разработки по месторождению	172
43.	3.2.13	Динамика основных показателей разработки по объекту I	173
44.	3.2.14	Динамика основных показателей разработки по объекту II	174
45.	3.2.15	Динамика основных показателей разработки по объекту III	175
46.	3.2.16	Динамика основных показателей разработки по объекту IV	176
47.	3.2.17	Динамика основных показателей разработки по объекту V	177
48.	3.2.18	Динамика основных показателей разработки по объекту VI	178
49.	3.2.19	Динамика основных показателей разработки по объекту VII	179
50.	3.2.20	Динамика основных показателей разработки по объекту VIII	180
51.	3.2.21	Режим закачки химреагентов в нагнетательную скважину №26	185
52.	3.2.22	Результаты обработки индикаторных исследований	186
53.	3.2.23	Режим закачки химреагентов в нагнетательную скважину №106	188
54.	3.2.24	Результаты обработки индикаторных исследований	188
55.	3.2.25	Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №28, 97	190
56.	3.2.26	Результаты обработки индикаторных исследований скважины №28	191
57.	3.2.27	Результаты обработки индикаторных исследований скважины №97	195
58.	3.2.28	Результаты обработки индикаторных исследований скважины №44	205
59.	3.2.29	Выработка запасов по объектам и по месторождению в целом	208
60.	3.2.30	Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН по объектам разработки	208
61.	3.2.31	Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов, определенных характеристиками вытеснения	210
62.	3.2.32	Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению	227
63.	3.2.33	Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта	228
64.	3.2.34	Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта	229
65.	3.2.35	Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта	230
66.	3.2.36	Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта	231
67.	3.2.37	Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта	232
68.	3.2.38	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VI объекта	233
69.	3.2.39	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VII объекта	234
70.	3.2.40	Сравнение проектных и фактических показателей разработки VIII объекта	235
71.	3.4.1	Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов	241

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
72.	3.4.2	Адресная программа ГТМ по месторождению Нуралы. Вариант 1	243
73.	3.4.3	Адресная программа ГТМ по месторождению Нуралы. Вариант 2	243
74.	3.5.1	Маркетинговые показатели	248
75.	3.5.2	Технико-экономические нормативы расчета капитальных и эксплуатационных затрат	249
76.	3.5.3	Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода	251
77.	3.5.4	Ставки налога на добычу	252
78.	3.5.5	Ставки рентного налога на экспорт	252
79.	3.5.6	Шкала экспортной таможенной пошлины	252
80.	4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	255
81.	4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)	255
82.	4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	255
83.	4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	256
84.	4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	256
85.	4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	256
86.	4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	256
87.	4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	257
88.	4.1.9	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	257
89.	4.1.10	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	257
90.	4.1.11	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	258
91.	4.1.12	Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	258
92.	4.1.13	Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	258
93.	4.1.14	Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	258
94.	4.1.15	Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	259
95.	4.1.16	Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	259
96.	4.1.17	Характеристика основного фонда скважин возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	259
97.	4.1.18	Характеристика основных показателей разработки возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	260
98.	4.1.19	Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	260

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
99.	4.1.20	Характеристика основных показателей разработки VIII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)	260
100.	4.1.21	Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения	261
101.	4.1.22	Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей	263
102.	4.2.1	Капитальные вложения, 2 вариант	267
103.	4.2.2	Бюджетная эффективность, 2 вариант	267
104.	4.2.3	Производственный доход, 2 вариант	268
105.	4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант	269
106.	4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант	271
107.	4.3.1	Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)	273
108.	5.1	Технико-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом	276
109.	6.1.1	Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки	278
110.	6.2.1	Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин	293
111.	6.3.1	Технические характеристики трубопроводов (выкидных линий) добывающих скважин месторождения Нуралы	296
112.	6.4.1	Баланс добычи и распределения нефтяного газа на 2026-2031 гг для варианта разработки I	301
113.	6.4.2	Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на 2026-2037 гг для варианта разработки II (рекомендуемого)	301
114.	6.5.1	Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Нуралы	304
115.	6.5.2	Параметры работы насосов системы ППД	305
116.	6.5.3	Результаты состава и физико-химических свойств воды, применяемой для заводнения	306
117.	6.5.4	Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления	306
118.	7.1.1	Проектная конструкция оценочных скважин	309
119.	7.1.2	Расчет продолжительности бурения скважин глубиной 2350м	309
120.	7.1.3	Параметры бурового раствора для скважин проектной глубиной 2350м	310
121.	8.1.1	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)	314
122.	8.1.2	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	315
123.	8.1.3	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	316
124.	8.1.4	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	317
125.	8.1.5	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	318
126.	8.1.6	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по V объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	319

№№ п/п	№№ табл	Наименование	Стр.
1	2	3	4
127.	8.1.7	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VI объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	320
128.	8.1.8	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VII объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	321
129.	8.1.9	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VIII объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	322
130.	8.1.10	Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по Возвратному объекту. 2 вариант (рекомендуемый)	323
131.	9.1.1	Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой	326
132.	9.1.2	Необходимый комплекс промысловых гидродинамических исследований	329
133.	10.1	Общая климатическая характеристика	333
134.	10.2	Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)	333
135.	10.3	Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей	333
136.	10.4	Средняя месячная и годовая скорость ветра, м\с	333
137.	10.5	Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2026г	334
138.	13.1	Таблица ликвидации скважин	358
139.	13.2	Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения	358
140.	13.3	Расчет отчислений в Ликвидационный фонд	359

СПИСОК РИСУНКОВ

№№ п/п	№№ Рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	1.1	Обзорная карта	25
2.	2.1.1	Тектоническая карта Южно-Тургайской впадины	31
3.	2.1.2	Структурная карта по ОГ PZ	33
4.	2.1.3	Структурная карта по ОГ U -III-2	35
5.	2.1.4	Структурная карта по ОГ U-II-1	36
6.	2.1.5	Структурная карта по ОГ U-0-1	37
7.	2.1.6	Структурная карта по ОГ М-II-4	38
8.	2.2.1	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (мел) по участкам	51
9.	2.2.2	Зависимость коэффициента проницаемости от коэффициента пористости (юра) по участкам	51
10.	2.3.1	Зависимость давления насыщения от газосодержания	66
11.	2.3.2	Зависимость плотности пластовой нефти от газосодержания	66
12.	2.3.3	Зависимость объемного коэффициента от газосодержания	66
13.	2.3.4	Зависимость вязкости пл. нефти от плотности пластовой нефти	66
14.	2.3.5	Изменение давления насыщения с глубиной залегания	67
15.	2.3.6	Изменение газосодержания с глубиной залегания	67
16.	2.3.7	Изменение плотности пластовой нефти с глубиной залегания	67
17.	2.3.8	Изменение вязкости пластовой нефти с глубиной залегания	67
18.	2.4.1	Кривые капиллярного давления по горизонтам	95
19.	2.4.2	Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования (лаб-я Везерфорд-КЭР)	97
20.	2.4.3	Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования (лаб-я Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)	97
21.	2.4.4	Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны	98
22.	2.4.5	Кривые капиллярного давления, полученные методом нагнетания ртути	98
23.	2.4.6	Кривые распределения размера пор (скв. 404, 500)	99
24.	2.4.7	Кривые относительной проницаемости (лаб-я Везерфорд-КЭР)	104
25.	2.4.8	Кривые относительной проницаемости (лаб-я Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)	105
26.	3.1.1	Динамика изменения пластового давления основного участка I объекта	127
27.	3.1.2	Динамика изменения пластового давления района скв. №8, I объекта	128
28.	3.1.3	Динамика изменения пластового давления района скв. №69 I объекта	128
29.	3.1.4	Динамика пластового давления по II объекту	129
30.	3.1.5	Динамика пластового давления на участке русло 1 III объекта	130
31.	3.1.6	Динамика пластового давления на участке русло 2 III объекта	130
32.	3.1.7	Динамика пластового давления на участке русло 3 III объекта	131
33.	3.1.8	Динамика пластового давления на участке нерусел III объекта	132
34.	3.1.9	Динамика пластового давления на участке скв. №2 III объекта	132
35.	3.1.10	Динамика пластового давления в районе скв. №38 V объекта	134
36.	3.1.11	Динамика пластового давления в районе скв. №82 V объекта	134

№№ п/п	№№ Рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
37.	3.1.12	Динамика пластового давления VI объект	135
38.	3.2.1	Динамика бурения и ввода скважин из бурения в эксплуатацию	136
39.	3.2.2	Распределение текущей (2022г) и накопленной добычи нефти на 01.01.2023г по объектам разработки месторождения	154
40.	3.2.3	Динамика основных показателей разработки по месторождению	156
41.	3.2.4	Динамика основных показателей разработки по объекту I	159
42.	3.2.5	Динамика основных показателей разработки по объекту II	161
43.	3.2.6	Динамика основных показателей разработки по объекту III	163
44.	3.2.7	Динамика основных показателей разработки по объекту V	167
45.	3.2.8	Динамика основных показателей разработки по объекту VI	169
46.	3.2.9	Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №39	169
47.	3.2.10	Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №41	170
48.	3.2.11	Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №46	170
49.	3.2.12	Распределение накопленной на 01.01.2026г и текущей закачки воды за 2026г по объектам	182
50.	3.2.13	Зависимость объема добычи нефти, жидкости и обводненности от закачки в районе нагнетательных скважин №№26, 106	184
51.	3.2.14	Зависимость объема добычи нефти, жидкости и обводненности от закачки в районе нагнетательных скважин №№28, 66	185
52.	3.2.15	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему скоростей, участок нагнетательной скважины №26	186
53.	3.2.16	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины №26	187
54.	3.2.17	Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скв. №26	187
55.	3.2.18	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей, участок нагнетательной скважины №106	189
56.	3.2.19	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей, участок нагнетательной скважины №106	189
57.	3.2.20	Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скв. №106	190
58.	3.2.21	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей на участке скважины 28	192
59.	3.2.22	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 28	193
60.	3.2.23	Схема распределения суммарных толщин каналов на участке скважины 28	194
61.	3.2.24	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей на участке скважины 97	196
62.	3.2.25	Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 97	197
63.	3.2.26	Схема распределения суммарных толщин каналов на участке скважины 97	198
64.	3.2.27	Динамика отборов скважин №№78, 85, 200 и закачки скважины №81	200
65.	3.2.28	Динамика отборов скважин №№31Д, 37, 41 и закачки скважины №44	203
66.	3.2.29	Динамика отборов скважин №№5, 36, 141 и закачки скважины №86	204

№№ п/п	№№ Рис.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
67.	3.2.30	Схема основных трасс индикатора флуоресцеина натрия, район нагнетательной скважины №44	205
68.	3.2.31	Распределение геологических и извлекаемых запасов по объектам разработки	206
69.	3.2.32	Выработка извлекаемых запасов по объектам и по месторождению	207
70.	3.2.33	Сопоставление утвержденных и текущих КИН	207
71.	3.2.31	Характеристики вытеснения по I объекту	211
72.	3.2.32	Характеристики вытеснения по II объекту	212
73.	3.2.33	Характеристики вытеснения по III объекту	214
74.	3.2.34	Характеристики вытеснения по IV объекту	215
75.	3.2.35	Характеристики вытеснения по V объекту	216
76.	3.2.36	Характеристики вытеснения по VI объекту	217
77.	6.1.1	Устьевая арматура УЭЦН	282
78.	6.1.2	Схема компоновки с электроклапанами ОРД-2РЭК-2БТ на два пласта с дискретной регулировкой клапанов	285
79.	6.3.1	Технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Нуралы	295
80.	6.3.2	Распределение выкидных трубопроводов добывающих скважин по материальному исполнению	296
81.	6.5.1	Принципиальная схема системы ППД	305
82.	10.1	Роза ветров	334
83.	11.1	Структурная карта по кровле коллектора горизонта М-II-4	346
84.	12.1.1	Карта расположения пробуренных скважин на опытном участке	347
85.	12.1.2	Вязкость различных типов полимеров как функция зависимости от концентрации для воды Нуралы при 80 °С	347
86.	12.1.3	Изменение профиля приемистости скважины №26 во времени	350
87.	12.1.4	Изменение профиля приемистости скважины №28 во времени	350
88.	12.1.5	Изменение профиля приемистости скважины №106 во времени	351
89.	12.1.6	Изменение профиля приемистости скважины №66 во времени	352
90.	12.1.7	Результаты исследования по количественному определению концентрации полимера	353
91.	12.1.8	Динамика добычи нефти и обводненности на участке ПЗ	354
92.	12.1.9	Основные показатели разработки участка ПЗ 2019-2020гг	354

СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
1.	П.4.1.1	Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1	358
2.	П.4.1.2	Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1	358
3.	П.4.1.3	Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1	358
4.	П.4.1.4	Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1	359
5.	П.4.1.5	Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1	359
6.	П.4.1.6	Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1	359
7.	П.4.1.7	Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1	360
8.	П.4.1.8	Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1	360
9.	П.4.1.9	Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1	360
10.	П.4.1.10	Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 1	361
11.	П.4.1.11	Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1	361
12.	П.4.1.12	Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 1	361
13.	П.4.1.13	Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 1	362
14.	П.4.1.14	Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 1	362
15.	П.4.1.15	Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 1	362
16.	П.4.1.16	Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 1	363
17.	П.4.1.17	Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 1	363
18.	П.4.1.18	Характеристика основных показателей разработки VIII объекта. Вариант 1	363
19.	П.4.2.1	Капитальные вложения, 1 вариант	364
20.	П.4.2.2	Бюджетная эффективность, 1 вариант	364
21.	П.4.2.3	Производственный доход, 1 вариант	365
22.	П.4.2.4	Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант	365
23.	П.4.2.5	Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант	366
24.	П.9.1	Результаты ГИС по определению профиля притока скважин за 2023-2026г	368
25.	П.9.2	Результаты ГИС по определению профиля приемистости скважин за 2023-2026г	369
26.	П.13.1	Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений	370
27.	П.13.2	Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Нуралы	387

№№ п/п	№№ прил.	Наименование	Стр.
1	2	3	4
28.	П.13.3	Локальная смета репер с тумбой	436

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	№№ прил.	Масштаб	Степень секретно- сти прил.
1	2	3	5	6
1.	Геологический профиль меловых и юрских отложений по линии I-I'	1	верт 1:1000 гор 1:25 000	н/с
2.	Геологический профиль меловых и юрских отложений по линии II-II'	2	верт 1:1000 гор 1:25 000	н/с
3.	Геологические профили меловых и юрских отложений по линии III-III' и IV-IV'	3	верт 1:1000 гор 1:25 000	н/с
4.	Продуктивный горизонт М-II-4, М-II-3 Схема обоснования ГНК(ГВК) и ВНК	4	1:1 000	н/с
5.	Продуктивный горизонт М-II-1. Схема обоснования ГНК и ВНК	5	1:1 000	н/с
6.	Продуктивный горизонт Ю-0-1, Ю-0-2 Схема обоснования ГНК(ГВК) и ВНК	6	1:1 000	н/с
7.	Продуктивные горизонты Ю-I-1, Ю-I-2. Схема обоснования ГВК и ВНК	7	1:1 000	н/с
8.	Продуктивный горизонт Ю-II-1. Схема обоснования ГВК и ВНК	8	1:1 000	н/с
9.	Продуктивные горизонты Ю-III-1, Ю-III-2а, Ю-III-2б. Схема обоснования ГВК, ГНК и ВНК	9	1:1 000	н/с
10.	Продуктивный горизонт Ю-IV-к и Ю-IV-d. Схема обоснования ГНК и ВНК	10	1:1 000	н/с
11.	Нуралы Западный. М-II-4 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин г) карта эффективных газонефтенасыщенных толщин	11	1:50 000	н/с
12.	Нуралы Западный. М-II-3 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин г) карта эффективных газонефтенасыщенных толщин	12	1:50 000	н/с
13.	Нуралы Центральный. М-II-1 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	13	1:50 000	н/с
14.	Нуралы Центральный и Западный. Ю-0-1 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	14	1:50 000	н/с

15.	Нуралы Центральный и Западный. Ю-0-2 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	15	1:50 000	н/с
16.	Нуралы Центральный и Западный. Ю-I-1 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	16	1:50 000	н/с
17.	Нуралы Центральный и Западный. Ю-I-2 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1:50 000	н/с
18.	Нуралы Центральный. Ю-II-1 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	18	1:50 000	н/с
19.	Нуралы Центральный. Ю-III-1 продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора г) карта эффективных газонасыщенных толщин в) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1:50 000	н/с
20.	Нуралы Центральный. Ю-III-2а продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) Карта эффективных газонасыщенных толщин	20	1:50 000	н/с
21.	Нуралы Центральный. Ю-III-2б продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин в) карта эффективных газонасыщенных толщин	21	1:50 000	н/с
22.	Нуралы Восточный. Ю-IV-к продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных газонасыщенных толщин г) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1:50 000	н/с
23.	Нуралы Восточный. Ю-IV-d продуктивный горизонт. а) Структурная карта по кровле коллектора б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1:50 000	н/с
24.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. I объект.	24	1:50 000	н/с
25.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. II объект.	25	1:50 000	н/с
26.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. III-IV объекты.	26	1:50 000	н/с

27.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. V объект.	27	1:50 000	н/с
28.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. VI объект.	28	1:50 000	н/с
29.	Карта текущих и суммарных отборов жидкости. VII-VIII объект.	29	1:50 000	н/с
30.	Карта изобар. I объект.	30	1:50 000	н/с
31.	Карта изобар. II объект.	31	1:50 000	н/с
32.	Карта изобар. III-IV объекты.	32	1:50 000	н/с
33.	Карта изобар. V объект.	33	1:50 000	н/с
34.	Карта изобар. VI объект.	34	1:50 000	н/с
35.	Карта пробуренных и проектных скважин. I объект.	35	1:50 000	н/с
36.	Карта пробуренных и проектных скважин. II объект.	36	1:50 000	н/с
37.	Карта пробуренных и проектных скважин. III и IV объекты	37	1:50 000	н/с
38.	Карта пробуренных и проектных скважин. V объект.	38	1:50 000	н/с
39.	Карта пробуренных и проектных скважин. VI объект.	39	1:50 000	н/с
40.	Карта пробуренных и проектных скважин. VII объект.	40	1:50 000	н/с
41.	Карта пробуренных и проектных скважин. ВО	41	1:50 000	н/с
42.	Карта пробуренных и проектных скважин. VIII объект.	42	1:50 000	н/с

Всего - 42 графических приложений на 42 листах, все - н/с.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 439 страниц, в т.ч. 139 таблиц, 92 рисунка, 26 табличных приложений, 42 графических приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАЛЕЖЬ, ПЛАСТ, ГОРИЗОНТ, ОБЪЕКТ, НЕФТЬ, ГАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, СКВАЖИНА, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, ДЕБИТ, ДОБЫЧА, КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ПРОГРАММА УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Объект исследования – система разработки месторождения Нуралы.

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки месторождения Нуралы.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, результатов промысловых исследований, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены два варианта разработки.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Нуралы.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Нуралы является ТОО «СП «Казгермунай» имеющее лицензию на право пользования недрами в РК, выданная для разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Нуралы в Кызылординской области, серии МГ № 26 (нефть) от 15 ноября 1996г с дополнением №5 от 2 декабря 2015г к контракту №39 от 28.05.1996г. Согласно дополнению №7 государственный регистрационный №5222-УВС от 19.05.2023г выдано разрешение на продление срока действия Контракта (письмо 12-01-12/5717 от 13.03.2023г, Протокол №10/7 МЭ РК от 10.03.2023г) согласно которому срок завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г. Площадь горного отвода - 160,46 (сто шестьдесят целых сорок шесть сотых) км², глубина отвода - до кристаллического фундамента.

В 1993г запасы нефти и газа впервые приняты на Государственный баланс как оперативные (протокол ЦКЗ №16-П. от 30.09.1993г.).

В 2002г ЗАО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Нуралы». С защитой и утверждением проекта пробной эксплуатации - 13 июня 2002г разработка месторождения вошла в фазу пробной эксплуатации, действие которой продлено до февраля 2004г.

Компанией “Мунайгазгеолсервис” (МГГС) был составлен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» на основе результатов 3D сейсмики 2000г. Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 18.04.2003г в количестве: балансовые 12663,6 тыс.т, извлекаемые 6024,9 тыс.т.

В 2004г на базе утвержденных ГКЗ РК запасах ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлена «Технологическая схема разработки» и утверждена ЦКР РК (Протокол №32 от 15 апреля 2005г).

В 2006г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2005г по 01.07.2006г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 39 от 20.10.06г).

В 2007г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2006г по 01.07.2007г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 47 от 14.12.07г).

В 2008г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения

Нуралы за период с 01.01.2007г по 01.07.2008г» (протокол ЦКР МЭМР РК № 54 от 05.12.08г).

В 2009г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.07.2008г по 01.01.2010г.» (протокол ЦКР МЭМР РК № 62 от 25.02.2010 г).

В 2010г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 972-10-У от 06.10.2010г). Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 06.10.2010г в количестве: геологические-16457 тыс.т., извлекаемые- 6778 тыс.т. Изменение запасов по результатам вновь пробуренных скважин послужила основой для составления уточненной технологической схемы разработки.

В 2011г ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлена и рассмотрена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.01.2011г» (Протокол ЦКР РК № 173 от 15.07.2011г.), где к реализации принят 2 вариант разработки, который предусматривал бурение 70 добывающих скважин и одну нагнетательную скважину. Реализация приконтурного заводнения на I, IV и V объектах. Для перевода под нагнетание предусмотрено 15 добывающих скважин.

В 2012г был составлен «Авторский надзор за реализацией Уточненной технологической схемы разработки месторождения Нуралы».

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 1501-14-У от 08.12.2014г.). Запасы утверждены в Государственной Комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) 08.12.2014г в количестве: геологические 15134 тыс.т, извлекаемые 5554 тыс.т.

В 2015г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.06.2015г.» (Протокол ЦКРР РК №62/14 от 27 августа 2015г.).

В 2016г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата... по состоянию на 01.08.2016г.». По результатам рассмотрения отчета ГКЗ РК приняло решение воздержаться от утверждения запасов УВ в связи с необоснованностью структурно-тектонической модели месторождения (Протокол ГКЗ 1789-17 от 24 февраля 2017г.), и соответственно в Гос.баланс не вносить изменений.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки

месторождения Нуралы на 01.07.2017г.» с проектными показателями на 2017-2019гг. (Утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №90/12 от 30.10.2017г.).

В 2019г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Нуралы на 01.01.2019г.» с проектными показателями на 2020-2021гг. (Утвержден МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №04-14/16932 от 30.10.2020г.).

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г.» (Протокол ГКЗ РК №2378-21-У от 26.11.2021г.). На рассмотрение ГКЗ РК были представлены следующие запасы нефти и значения КИН:

Объект	Горизонты	Рекомендуемые запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.
I	М-II-3+М-II-4	4661	1551,2	0,333
II	М-II-1	405	96,0	0,237
III	Ю-0-1, Ю-0-2	2301	447,7	0,195
IV	Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 (р-н скв. №500)	224	87,3	0,390
V	Ю-I-1/2	608	92,7	0,153
VI	Ю-II-1	4190	1897,6	0,453
VII	Ю-III-1	297	15,5	0,052
Возвратный	Ю-III-26	75	9,9	0,132
VIII	Ю-IV-d	541	8,5	0,016
Всего		13302	4206,5	0,316

В связи со значительным снижением коэффициентов нефтеизвлечения и извлекаемых запасов нефти по III и VI объектам, Комиссией принято решение по данным объектам оставить значения КИН на уровне ранее утвержденных. Таким образом утвержденные значения КИН составили: III объект (Ю-0-1, Ю-0-2) – 0,326 доли ед.; VI объект (Ю-II-1) – 0,572 доли ед». Ниже в таблице представлены запасы и значения КИН утвержденные ГКЗ РК.

Объект	Горизонты	Утвержденные запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.
I	М-II-3+М-II-4	4661	1551,2	0,333
II	М-II-1	405	96,0	0,237
III	Ю-0-1, Ю-0-2	2301	750,1	0,326
IV	Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 (р-н скв. №500)	224	87,3	0,390
V	Ю-I-1/2	608	92,7	0,153
VI	Ю-II-1	4190	2396,7	0,572
VII	Ю-III-1	297	15,5	0,052
Возвратный	Ю-III-26	75	9,9	0,132
VIII	Ю-IV-d	541	8,5	0,016
Всего		13302	5008,0	0,376

В 2022г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе новых запасов был составлен «Проект разработки месторождения Нуралы», согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения, (Протокола ЦКРР РК №23/1 от

24.02.2022г) проект был принят по рекомендуемому III варианту разработки сроком на 3 года (на период 2022-2024гг).

В 2023г на основе новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения скважин №№417, 418 на горизонте М-II-4, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Приrost запасов горизонта М-II-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2577-23-У от 27.07.2023г.

В 2024г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе новых запасов было составлено «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы», согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения, (Протокола ЦКРР РК №48/12 от 24.02.2024г) проект был принят по рекомендуемому II варианту разработки до конца рентабельного периода.

В 2025г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2025г» (Протокол ГКЗ РК №2773-25-У от 22.10.2025г). Ниже в таблице представлены запасы (в пределах г.о.) и значения КИН утвержденные ГКЗ РК.

Объект	Горизонты	Утвержденные запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.
I	М-II-3+М-II-4	5271	1834,5	0,348
II	М-II-1	449	108,1	0,241
III	Ю-0-1, Ю-0-2	2301	600,5	0,261
IV	Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 (р-н скв. №500)	224	123,4	0,551
V	Ю-I-1/2	608	98,5	0,162
VI	Ю-II-1	4190	2226	0,531
VII	Ю-III-1	297	15,5	0,052
VIII	Ю-IV-d	541	8,5	0,016
BO	Ю-III-26	75	9,9	0,132
BO 2	М-I	100	17	0,170
Всего		14056	5041,9	0,359

Настоящий проект «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» выполнен Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг», в рамках договора с ТОО «СП «Казгермунай» согласно Техническому заданию, требованиям «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и РД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Целью данного проекта является принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, рациональное комплексное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства Республики Казахстан о недрах и недропользовании. В проекте использованы все имеющиеся геолого-геофизические

материалы, а также все геолого-промысловые данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам геологической службы ТОО «СП «Казгермунай» за своевременное предоставление геологической и технической информации, необходимой для составления проекта.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Нуралы выявлено в 1983 году сейсморазведочными работами Турланской ГФЭ. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина 1, в которой в 1987 году ЮКНРЭ ПГО «Южказгеология» в процессе опробования из основания неокома получен фонтанный приток нефти с пластовой водой.

Месторождение Нуралы в административном отношении находится в Теренозекском районе Кызыл-Ординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в Южной части Торгайской низменности и ограничено координатами $46^{\circ}02' - 46^{\circ}17'$ с.ш. и $65^{\circ}13' - 65^{\circ}24'$ в.д. (рис.1.1).

Расстояние до областного центра Кызыл-Орда - 140 км. К востоку в 250 км от месторождения проходит трасса нефтепровода Омск-Павлодар-Шымкент. В 40 км северо-восточнее месторождения Нуралы находится крупное разрабатываемое месторождение Кумколь. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш и Жусалы, расположенные на расстоянии 130 и 125 км соответственно.

В орографическом отношении район месторождения Нуралы представляет собой низменную равнину с отметками рельефа: на севере – сор -120м, на востоке – уступ- 190-150м, на западе и юге – 190-200м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Температура воздуха зимой от -12°C до -40°C , летом от $+27^{\circ}\text{C}$ до $+45^{\circ}\text{C}$. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Водные артерии на площади работ отсутствуют. В паводковый период с марта по май происходит заполнение сухих русел рек и озер. Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из артезианских скважин, пробуренных Кызыл-Ординской гидрогеологической экспедицией.



2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Нуралы вскрыты бурением породы фундамента и осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой, и неоген-четвертичной систем, максимальной толщиной 2557 м (скважина 6).

Стратиграфическое расчленение разрезов пробуренных скважин произведено по комплексу ГИС с привлечением литологического описания керна и в основном на основе сопоставления с разрезами скважин соседних площадей, где каротажные разрезы привязаны по данным фаунистических и споро-пыльцевым анализам.

Сведения о литологии пород и толщинах отдельных стратиграфических подразделений в разрезах конкретных скважин приводятся в описаниях образцов, отобранных колонковым долотом и шлама и в таблице стратиграфических отбивок (Табличное приложение 1, Том III). Обобщенная характеристика разреза месторождения иллюстрируется в сводном средне-нормальном разрезе (Папка I, Графическое приложение 1).

Домезозойское основание (PR-PZ)

Породы фундамента представлены преимущественно гнейсами, хлоритосирицитовыми, глинистыми сланцами, интрузивными породами реже гравелитами и брекчиям. По имеющимся образцам керна породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания. Вскрытая мощность фундамента изменяется от 1,5 м (скв. 218) до 147,4 м (скв. 210). Поверхность фундамента является опорным отражающим горизонтом PZ.

Мезозойская эратема (MZ) представлена отложениями юры и мела.

Юрская система (J)

В районе месторождения юрские отложения имеют распространение в основном в пределах Центрального поднятия и частично Западного поднятия. Юрская система расчленяется на три ритмокомплекса: нижний – в составе сазымбайской и айбалинской свит (нижний отдел), средний – в составе дощанской (нижний-средний отделы) и карагансайской свит и верхний – в составе кумкольской и акшабулакской свит верхнего отдела.

Нижний отдел (J_1) в пределах площади месторождения отсутствует.

Средний отдел (J_2) в пределах месторождения вскрыт скважинами 6, 14, 15, 19, 35, 79, 400, 401, 410 и представлен дощанской и карагансайской свитами. Отложения

среднего отдела юрской системы, вскрытые скважинами северо-восточной части месторождения, выклинивается к своду по схеме кровельного прилегания.

Ааленский-Байосский ярусы J_2a-J_2b

Дошанская свита (J_{1-2d}). К ней относится пачка базальных отложений в основании карагансайской свиты. Свита, представлена песчаниками разномзернистыми (в основном среднезернистыми), плохо отсортированными, кварц-полевошпатовыми, алевритистыми, гравилитистыми, на глинистом цементе, с прослоями гравилитов и песчаных алевролитов с гравием. Залежи свиты представлены продуктивным горизонтом Ю-IV-d.

Толщина свиты составляет от 19,5 м (скв. 15) до 176,9 м (скв. 6).

Батский ярус J_2bt

Карагансайская свита (J_2kr) представлена темно-серыми аргиллитами, прослоями сильно глинистых алевролитов, в верхней части переходящими в тонко рассланцованные, обогащенные битумом (горючие сланцы). Толщина увеличивается с удалением от границы выклинивания от 16,2 м (скв. 79) до 113,2 м (скв. 19). Свита является флюидоупором над дошанской свитой. В разрезе отложений караганской свиты, выявлен продуктивный горизонт Ю-IV-k.

Верхний отдел (J_3). Разрез верхнеюрских отложений вскрыт большинством скважин (>70), пробуренных на площади месторождения и по разломам поверхности фундамента обрамляет наиболее поднятую часть фундамента в его крыльевых частях, а также повсеместно распространен на площади выступа, разделяющего Центрально-Северо-Акшабулакские мульды. Полную толщину разреза отложений вскрыли более 30-ти скважин.

В пределах структуры месторождения верхнеюрские отложения на размытой поверхности среднеюрских отложений. Верхний отдел представлен двумя свитами: Кумкольская и Акшабулакская свиты образуют верхнеюрский ритмокомплекс, отделенный от подстилающих отложений среднего ритмокомплекса и от перекрывающего платформенного чехла перерывами в осадконакоплении и стратиграфическими несогласиями.

Оксфордский ярус J_3o

Кумкольская свита (J_3kt). В районе она расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита (J_3kt_1) развита только в грабен-синклиналях. В районе месторождения она выделяется в разрезах 42-х скважин и литологически представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами с прослоем песчаника.

Толщина подсвиты составляет от 8,3 м (скв. 2) до 95,8 м (скв. 35).

Средняя подсвита (J_3km_2) установлена только на Центральном Нуралинском выступе, где она развита повсеместно в толщине от 5,0 м до 85,9 м. На этом выступе она выклинивается к юго-западу и отсутствует в разрезе скважины 9. В нижней части подсвиты, представленной разнотекстурными песчаниками, переходящими в гравелитистые песчаники и гравелиты с глинистым цементом, выделен продуктивный горизонт Ю-III-1. В районе скв. 14, 19 отмечается переслаивание глинистых алевролитов с мелкозернистым кварц-полевошпатовым песчаником. Максимальные толщины установлены на северо-восточной части выступа (скв. 6, 14, 19, 86, 201, 400, 401, 410).

Верхняя часть подсвиты, представленная озёрными глинами толщиной от 5,0 м до 82,2 м, является покрывкой, а её кровля - реперной поверхностью.

Верхняя подсвита (J_3km_3) имеет более широкое распространение, и также выклинивается к наиболее поднятым частям выступам фундамента (скв. 8, 11, 22, 32, 69, 71, 91, 106, 107, 209, 216, 224). Она представлена серыми глинами, глинистыми алевролитами, преимущественно мелкозернистыми песчаниками, слабо сцементированным глинистым цементом и песками, содержит тонкие прослои песчаников с базальным карбонатным цементом.

Песчаные отложения развиты преимущественно в кровельной части подсвиты (продуктивный горизонт Ю-I-1, Ю-I-2), и нижней части подсвиты (продуктивный горизонт Ю-II-1). Средняя часть сложена глинами и глинистыми алевролитами с тонкими прослоями песчаников. Вскрытая толщина подсвиты составляет от 6,6 м до 89,8 м. (скв. 29, 15). Общая вскрытая толщина кумкольской свиты в полном стратиграфическом объёме изменяется от 67,8 м до 224,7 м.

Кимереджский-Титонский ярусы J_3km-J_3tt

Аксабулакская свита (J_3a) распространена шире кумкольской свиты, и также выклинивается в юго-западной части Центрально-Нуралинского выступа и на более высоких отметках поверхности фундамента на поднятии Западный Нуралы. Свита представлена пестроцветными глинистыми алевролитами и глинами с отдельными прослоями мелко и тонкозернистого песчаника, и алевролита. В юго-западной части выступа они замещены пачкой мелко-среднезернистых песков с подчиненными прослоями глинистых алевролитов, которая, также может быть отнесена к русловому аллювиальному литотипу, а в северо-восточной части выступа и к востоку от него переслаиванием глинистых алевролитов, тонкозернистых песков и алевролитов.

Вскрытая толщина акшабулакской свиты составляет от 6 м до 181,5 м. К этим отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2. К кровле свиты приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт III.

Меловая система (К)

В районе работ представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K_1) расчленяется на даульскую свиту неокома, толщу апт-нижнего альба, карачетаускую свиту альба, кызылкиинскую свиту верхнего альб-сеномана.

Даульская свита (K_{1dl}) расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1dl_1}) по литологическому составу пород расчленяется на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт ($K_{1dl_1^{ar}}$) представляет базальную толщу нижнего мела, залегающего с угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях акшабулакской свиты. Распространен повсеместно, за исключением участка в районе скважины 5-Акса́й, где его кровля выклинивается к поверхности фундамента. Горизонт в полном стратиграфическом объеме представлен только в периферийной части площади, где он залегает на поверхности акшабулакской свиты верхней юры. В пределах выступа Западный Уралы и в южной части Центральной Уралы он выклинивается по своей нижней части (скв. 11), к выступу рельефа поверхности фундамента, сформированному в тафрогенный этап развития. В кровле горизонта прослеживается опорный сейсмический отражающий горизонт Паг. Общая толщина горизонта в пределах площади (в полном стратиграфическом объеме) постепенно и равномерно сокращается в юго-западном направлении, независимо от структурного плана юрских отложений, от 63 м до 167,2 м. (скв. 30, 34). Детальной корреляцией установлено, что сокращение толщины носит региональный характер, обусловлено как послойным сокращением (в основном нижней части разреза), так и последовательным выпадением слоев снизу-вверх. Последнее связано с трансгрессивным осадконакоплением и расширением площади осадконакопления в арыкумское время. На большей части площади арыкумский горизонт разделяется на две толщи. Верхняя толща представлена коричневыми алевритистыми глинами и слоем глинистого алевролита в кровле горизонта (аналог продуктивного горизонта М-I на других месторождениях). Толщина его относительно постоянна, с незначительным сокращением в юго-западном направлении.

Нижняя толща в северо-восточной части площади представлена ритмичным переслаиванием слоев коричневых глинистых алевролитов и алевритистых глин, с прослоями песчаников и гравелитов коричневой и серой окраски, отложившимися в прибрежной части обширного мелководного бассейна.

Песчаники мелкозернистые (на северо-востоке) и средне-мелкозернистые, алевритистые, с примесью мелкого гравия, переходят в несцементированные пески,

иногда сцементированы глинисто-карбонатным цементом. Гравилиты песчанистые, алевроитистые, на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе.

В пределах арыкумского горизонта выделены 3 продуктивных горизонта: М-II-4, М-II-3 и М-II-1.

К вышеуказанным горизонтам приурочены нефтяные и газовые залежи, с различными газоводонефтяными контактами.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_1dl_2) представлен прослоями коричневых слабо алевроитистых глин. Толщина изменяется от 78,6 м до 212,7 м. Горизонт является региональным флюидоупором.

Верхнедаульская подсвита (K_1dl_2) в нижней части представлена коричневыми песками и слабосцементированными песчаниками с прослоями коричневых глинистых алевролитов и глин. В верхней части в разрезе преобладают глинистые алевролиты и глины. Толщина изменяется от 141,5 м до 279,6 м.

Ант-нижний альб (K_1a-al_1), отложения сложены серыми и коричневыми глинами, алевролитами и слоями песчаников на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе. Толщина изменяется от 99,1 м до 230,7 м.

Представляет в районе флюидоупор над коллекторами верхнедаульской подсвиты.

Карачетауская свита (K_1al_{1-2}) альбских отложений представлена серыми разнозернистыми песками, в нижней части гравелитами и галечниками, в средней части со слоями темно-серых глин. Толщина 104-240,2 м. Залегаet на нижнем альбе с размывом.

Кызылкинская свита (K_1alsn) альб-сеноманских отложений сложена пестроцветными глинами и глинистыми алевролитами со слоями песчаников и песков, преимущественно в средней части. В нижней части гравелитсы и галечники.

Толщина изменяется от 114 м до 290,5 м.

Верхний отдел (K_2) представлен нерасчлененной толщей турон-сеномана.

Сеноман-турон (K_2sn-t), отложения турон-сеномана сложены в верхней и нижней частях сероцветными морскими, в средней части пестроцветными глинами, алевролитами, песками и песчаниками. Турон трансгрессивно и с размывом залегает на кызылкинской свите.

Толщина отложений составляет от 394,7 м до 586,7 м.

Палеогеновая система (Р), нерасчлененные отложения системы в основной части представлены морскими зеленовато-серыми глинами, в нижней части также мергелями (190-250 м.) палеоцена и эоцена, в верхней части красно-коричневыми глинами олигоцена (до 100 м.). Общая толщина отложений составляет от 131,5 м до 306,3 м.

Неоген –четвертичные отложения (N-Q)

Отложения палеогена с размывом кровли перекрыты бурыми суглинками и супесями плиоцена–четвертичной систем толщиной от 33,2 до 81,4 м.

Тектоника

В региональном плане район работ расположен в прогибе Арыскуп Южно-тургайской впадины (рис. 2.1.1).

Месторождение Нуралы занимает площадь выступа Нуралы, расположенного в центральной части Аксайской горст-антиклинали, разделяющей Арыскупскую и Акшабулакскую грабен-синклинали.

По платформенному структурному ярусу мел-палеогена (до 2,0 км) месторождение находится в эпицентральной (западной приосевой) части Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины.

По данным сейсморазведочных работ 3Д и бурения скважин месторождение Нуралы делится на 3 участка: Западное поднятие, Центральное поднятие и Восточное поднятие. В строении Западный Нуралы участвуют отложения мела-палеогена и верхнеюрский ритмокомплекс.

На основе анализа сейсмических разрезов и выполненных структурных построений предыдущими исследователями установлено, что в пределах исследуемой площади тектонические разломы, разделяющие поднятые и опущенные блоки поверхности палеозойского комплекса, имеют различную природу.

В 2020 г. выполнена работа переобработка и переинтерпретации сейсморазведочных данных 3Д-МОГТ на месторождения Нуралы-Аксай за 2001 г., выполненных в пределах контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» и утвержден в МД «Южказнедра» (протокол №856 от 14.01.2021 г.). На основе новой переинтерпретации сеймики были уточнены структурно-тектоническая модель месторождения.

Ниже на рисунках представлены отдельные структурные карты отражающих горизонтов и описания по части месторождения Нуралы.

На рисунке 2.1.2 представлена структурная карта по отражающему горизонту **PZ** по части месторождения Нуралы.

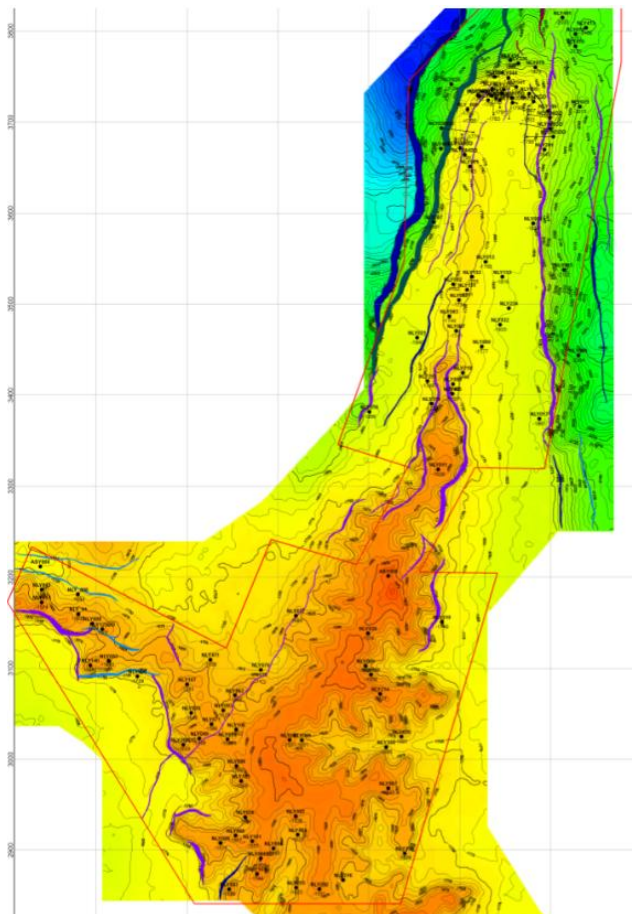


Рис.2.1.2 - Структурная карта по ОГ PZ

Диапазон глубин колеблется в пределах от -1300 м до -3300 м. Прослеживается серия тектонических нарушений преимущественно субмеридионального простирания. В целом общее количество разломов более двадцати. В общем представлении структура по отражающему горизонту PZ является антиклинальной структурой, субмеридионального направления. В западной части развита антиклинальная структура северо-западного направления с приподнятой южной частью и опущенной северной частью. Восточную и западную переклинали северной части, осложняют высокоамплитудные сбросы контролируемые залежи.

Район месторождения Нуралы представляет собой сильно вытянутую, простирающуюся в субмеридиональном направлении, тектонически нарушенную структуру. Ее размеры по изогипсе -1550 м составляют 11,1 x 2,3 км при амплитуде 100 м. В северной части структура осложнена малоамплитудными тектоническими нарушениями, простирающимися в северо-восточном направлении. Западнее от

структуры расположено малоплощадное сводовое поднятие, линейно-вытянутой формы, раскрывающееся в западном направлении, за пределы рассматриваемого участка работ.

Несмотря на значительное количество выделенных тектонических нарушений, явного деления структуры на блоки не прослеживается.

Северный участок, представляет собой линейно-вытянутой формы свод, ограниченный с запада и востока разломами f_1 и f_4 (простирается по С-Ю, протяженность достигает примерно 12 км, амплитуда взброса достигает 100 м, смещение по взбросу с двух сторон по простиранию уменьшается постепенно, тектоническое нарушение контролирует границы залежей). В целом повторяет вышележащие горизонты, с отличием в том, что в плане структура несколько сужается. В пределах участка прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (f_{15} , f_2 , f_3 , f_{16} , f_8 , f_5 , f_6 , f_7 , f_{11} , f_{10} и т.д.) нарушения, не влияющие на строение залежи.

В центральной части в районе скважин 5, 69 и 65 выделяются сводовые поднятия, условно разделяющие северный и южный участки, на западе и востоке наблюдаются малоамплитудные разломы f_{32} и f_{25} взбросового характера. Своды имеет асимметричную форму с плавным погружением крыльев (углы падения составляют примерно до 10°). В своде прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (f_{23} , f_{22} , f_{19} , f_{10} , f_{24} , f_{25}) и субширотные (f_{26} , f_{28} , f_{30} , f_{29} , f_6) нарушения, небольшой протяженностью.

Южный участок, осложняется субмеридиональными разломами различной протяженности, прослеживаются малоамплитудные субмеридианальные (F_{34} , f_{33} , f_{35}) нарушения.

На рисунке 2.1.3 представлен фрагмент структурной карты по поверхности отражающего горизонта **IVd**.

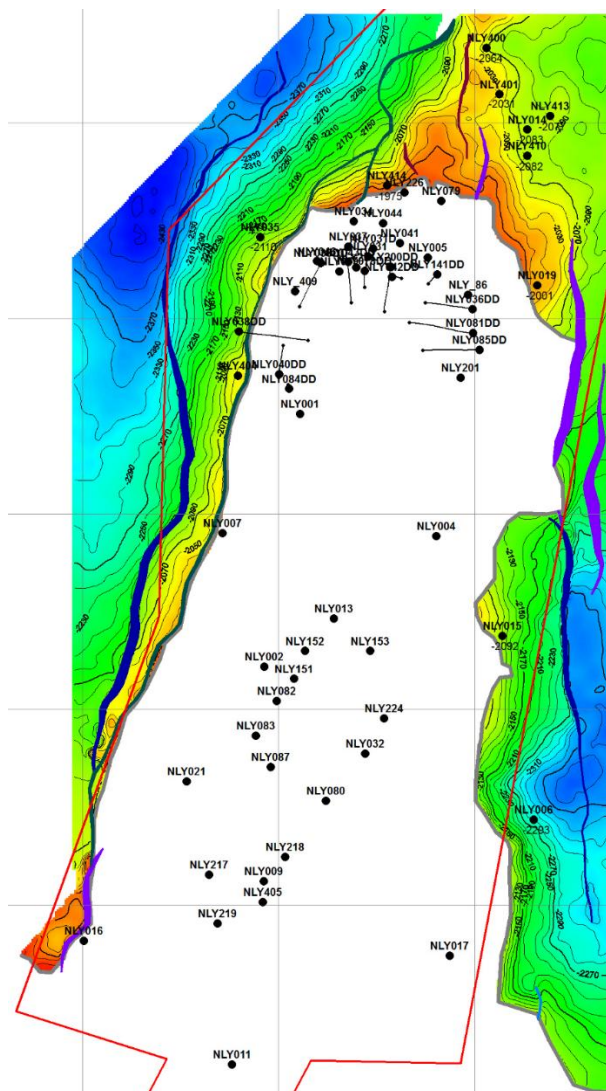


Рис.2.1.3 - Структурная карта по ОГ IVd

Значения глубин изменяются в пределах от -1910 до -2450м. Прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Юрские отложения распространены лишь в северной части рассматриваемого участка работ. В районе скважин 414 и 19 наблюдается полусводовое поднятие, осложненное тектоническими нарушениями и налегающее на отложения палеозойского возраста. Размеры структуры по изогипсе -2030 м составляют 2 х 4 км при амплитуде 60 м.

На рисунке 2.1.4 ниже представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта **IVk**.

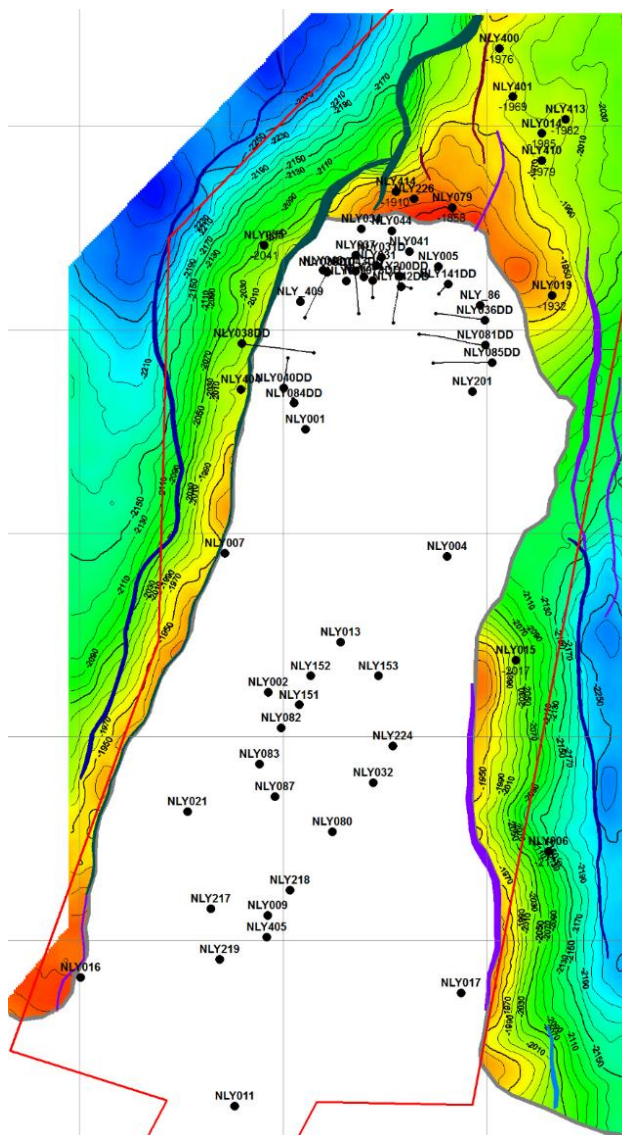


Рис.2.1.4 - Структурная карта по ОГ IVk

Перепад глубин составляет от -1840 до -2340м. Наблюдается небольшая серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания.

В северной части наблюдается полусводовое поднятие, размеры которого по изогипсе -1950 м составляют 2,2 x 1,0 км при амплитуде 100 м. Структура осложнена разломами субмеридионального простирания, схожими с нижележащим отражающим горизонтом IVd. К югу, западнее и восточнее палеозойского фундамента наблюдается серия полусводов примыкания к выступу. Наблюдается тектонические нарушения субмеридианального простирания (f1, f2, f4, f8, f11, f3).

На рисунке 2.1.5 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта **U-III-2**

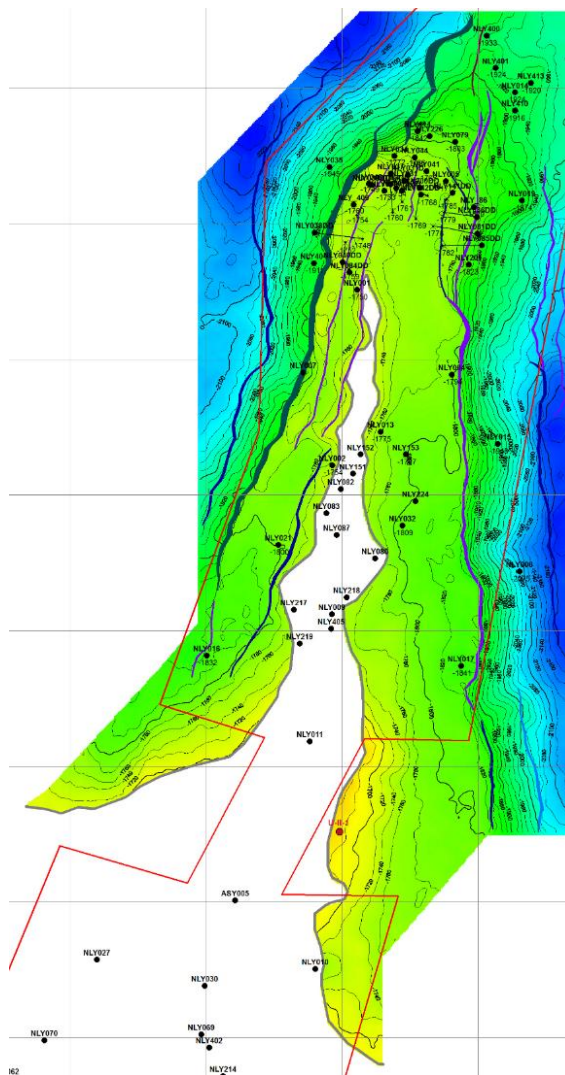
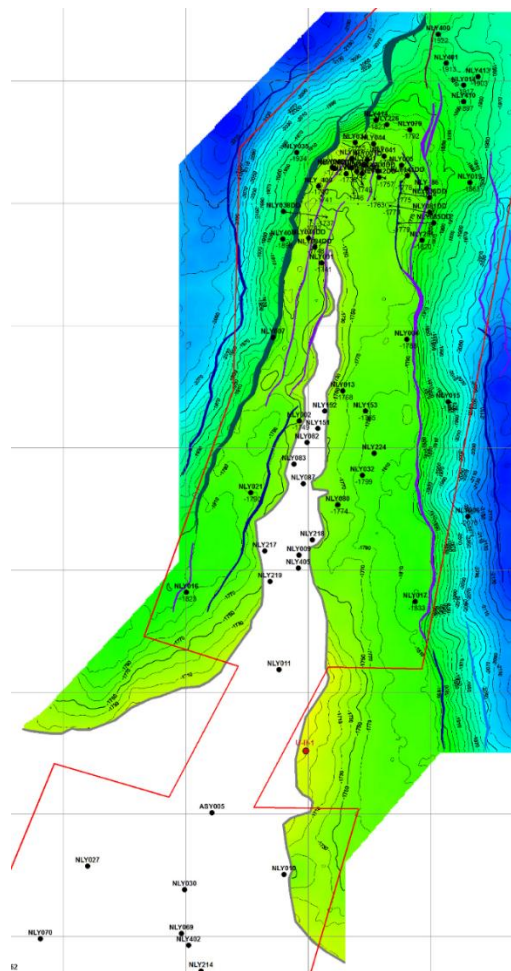


Рис.2.1.5 - Структурная карта по ОГ U -III-2

Диапазон глубин колеблется в районе от -1730 до -2230 м. В пределах горизонта U-III-2 выделяются Северный и Центральный участки. Отложения Северного участка в центральной части ограничены выступами пород палеозойского возраста, на западе прослеживается тектоническое нарушение f1, на востоке f4 и f5 субмеридианального простирания. Центральный участок по большей своей части отсутствует из-за выхода фундамента, южная часть центрального участка горизонта приподнята относительно северного участка.

Нарушениями f1 и f4-f11 структура делится на три блока, из которых блок II является приподнятым относительно блоков I и III. Установлены значительное количество малоамплитудных тектонических нарушений преимущественно субмеридианального простирания (основные разломы f1, f2, f4, f8, f11, f3).

Ниже на рисунке 2.1.6 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта U-III-1.



Диапазон глубин колеблется в пределах от -1690 до -2220м. Горизонт схож с вышележащим горизонтом U-III-2, как в структурном плане, так и в тектоническом. Прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания. Юрские отложения имеют распространение лишь в северной и частично центральных частях рассматриваемого участка работ.

В районе северного участка наблюдается небольшое сводовое поднятие, представляющее собой структуру примыкания к нарушению f1 с размерами по изогипсе - 1745 м 0,9 x 0,3 км при амплитуде 10 м. Структура осложнена малоамплитудным тектоническим нарушением f2.

Нарушениями f1 и f4-f11 структура также, как и по предыдущему горизонту делится на три блока.

Ниже в рисунке 2.1.7 представлен карта структурной карты по поверхности горизонта **U-II-1**.

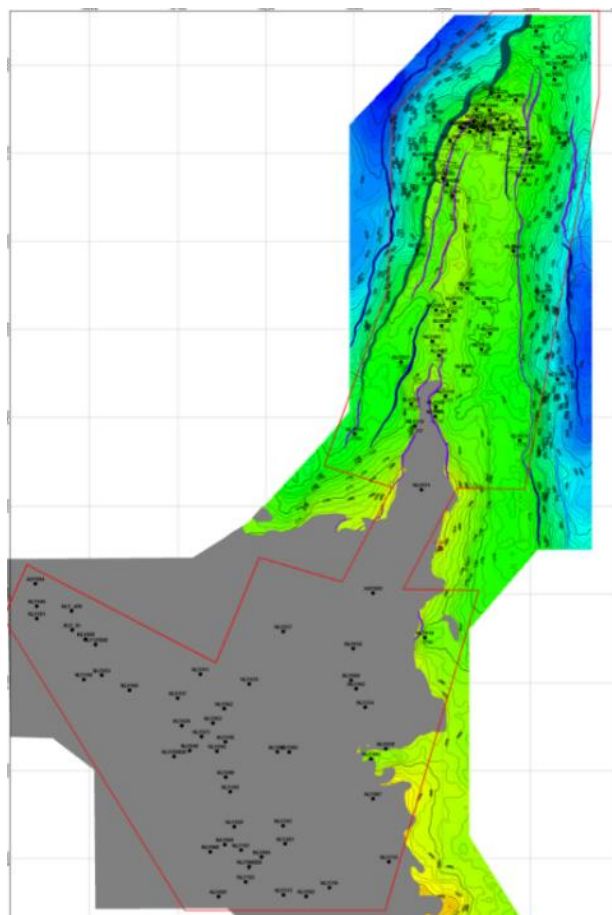


Рис.2.1.7 - Структурная карта по ОГ U-II-1

Диапазон глубин колеблется в районе от -1670 м до -2135 м. В горизонте U-II-1 граница выступа фундамента смещается на юг и в районе скважин 1-87 начинает прослеживаться структура вытянутой формы субмеридионального простирания. Свод структуры в западной части осложнен тектоническими нарушениями f3 и f16 субмеридионального простирания. Размеры структуры, по изогипсе -1750 м составляют 13,5 x 3,2 км при амплитуде 120 м. В целом прослеживается серия тектонических нарушений по всей структуре, преимущественно субмеридионального простирания, более двадцати.

На рисунке 2.1.8 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта U-I.

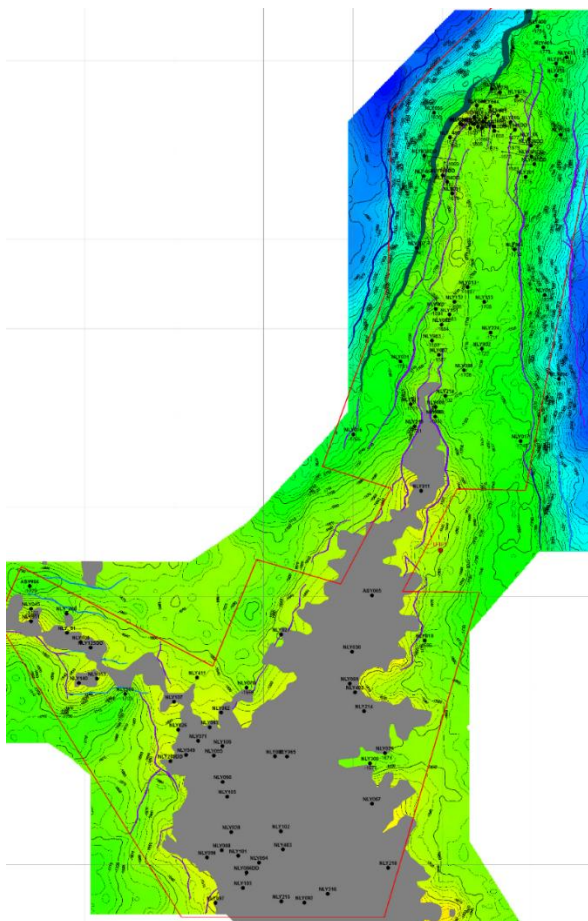


Рис.2.1.8 - Структурная карта по ОГ U-I

Диапазон глубин колеблется в районе от -1600 м до -2100 м. В целом есть схожесть с нижележащим горизонтом U-II-1, имея такую же вытянутую линейную форму на северном участке, но за исключением уже ее центрального и южного участка, где прослеживается значительная часть юрских отложений налегающих на отложения палеозойского возраста. В горизонте прослеживается серия тектонических нарушений, преимущественно субмеридионального простирания.

Северный участок структуры оконтуривается изогипсой -1700 м и имеет размеры 13,2 х 3,7 км при амплитуде 120 м, с запада и востока структура осложняется субмеридианальными нарушениями f1, f4, f11. В отличие от нижележащих горизонтов, данный горизонт появляется в западной части поднятия Нуралы и имеет размеры в этой части 7,6 х 0,8 км по изогипсе -1655 м, при амплитуде 35 м. Восточный участок допустимо оконтурить изогипсой -1680 м, размеры при этом составят 7,2 х 1,0 км при амплитуде 50 м.

На рисунке 2.1.9 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта U-0-2.

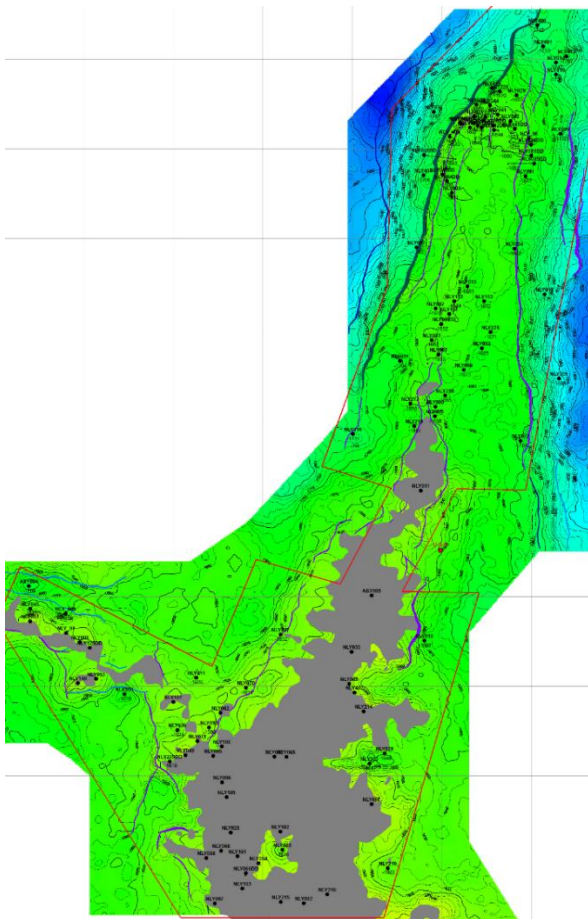


Рис.2.1.9 - Структурная карта по ОГ U-0-2

Диапазон глубин изменяются в пределах -1550 до -2025 м. В целом структурный план аналогичен нижележащему горизонту U-I имея унаследованное строение, и отличающиеся меньшей площадью выхода фундамента. На рассматриваемом участке работ прослеживается серия тектонических нарушений преимущественно субмеридионального простирания.

В северной части также прослеживается линейно-вытянутое в субмеридиональном направлении поднятие, с размерами по изогипсе -1650 м 2,5 x 0,5 км при амплитуде 80 м. Поднятие осложнено нарушениями f1, f4, f11. Восточная часть имеет размеры по изогипсе -1630 м 7,0 x 0,5 км при амплитуде 50 м. Западная часть структуры оконтуривается изогипсой -1650 м, размеры такой структуры 7,6 x 0,8 км при амплитуде 35 м.

На рисунке 2.1.10 представлен фрагмент структурной карты по отражающему горизонту U-0-1.

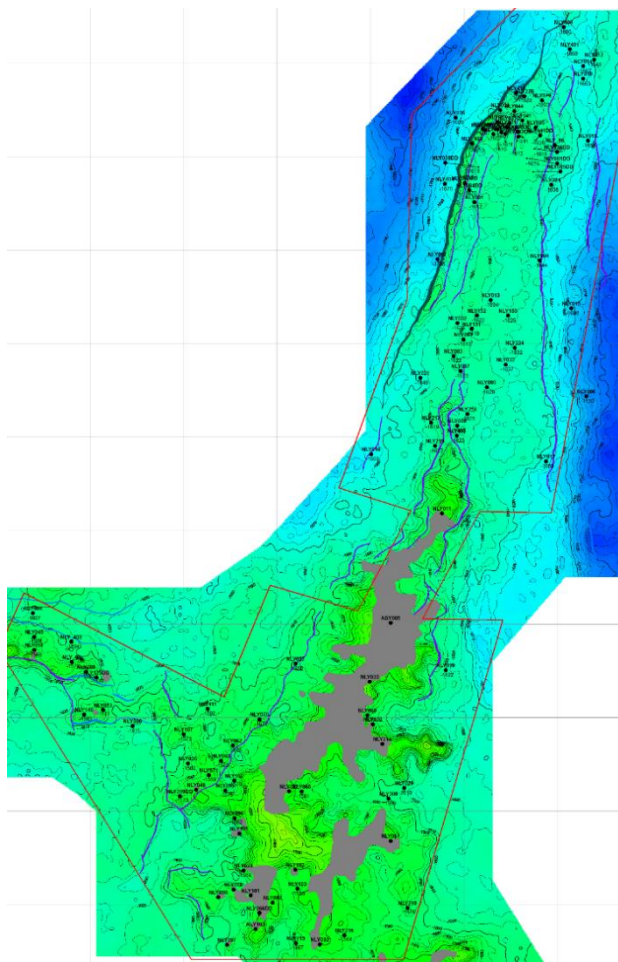


Рис.2.1.10 - Структурная карта по ОГ U-0-1

Значения глубин изменяются в пределах -1470 до -1780 м. В пределах рассматриваемого участка работ прослеживается серия тектонических нарушений, в северной части преимущественно субмеридионального простирания. Общее количество разломов более двадцати. Юрские отложения отсутствуют частично в южной и центральной части рассматриваемого участка работ, за счет выступов фундамента.

Поднятие в районе участка Западные Нуралы представляет собой структуру, осложненную серией тектонических нарушений. Западнее от структуры наблюдается сводовое поднятие в районе скважин 54, 51, раскрывающееся в западном направлении, за пределы рассматриваемого участка работ. На рисунке 2.1.11 представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-II-1.

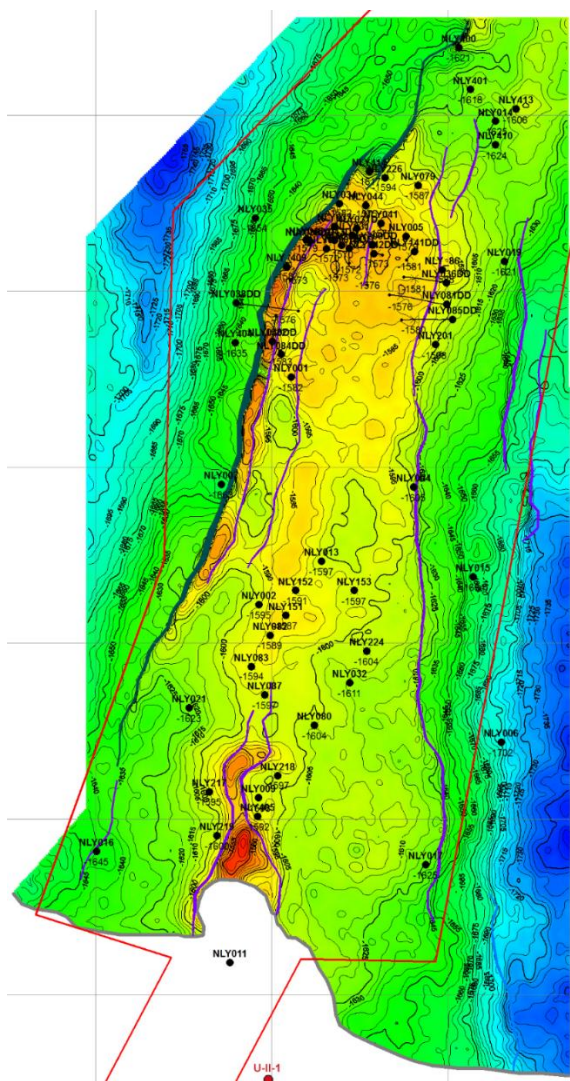


Рис.2.1.11 - Структурная карта по ОГ М-II-1

Диапазон глубин колеблется от -1540 до -1760м. Горизонт М-II-1 в пределах рассматриваемого участка работ имеет распространение лишь в северной и центральной части месторождения и осложнен серией тектонических нарушений преимущественно субмеридионального простирания, общее количество более десяти. Участок характеризуется в целом как линейно-вытянутая сводовая структура, размеры по изогипсе -1600 м составляют 3,2 x 2,1 км при амплитуде в среднем 40 м и которая ограничена в основном разломами f1, f4, f11 субмеридианального простирания. В южной части распространения горизонта наблюдается двусводовое поднятие в районе скважин 219 и 218, осложненное с запада и востока тектоническими нарушениями f18 и f20 субмеридионального простирания. Также наблюдается подъем горизонта в виде гряды линейно вытянутых локальных структур, между нарушениями f1 и f2.

Ниже представлен фрагмент структурной карты по поверхности горизонта М-II-3 (рис.2.1.12).

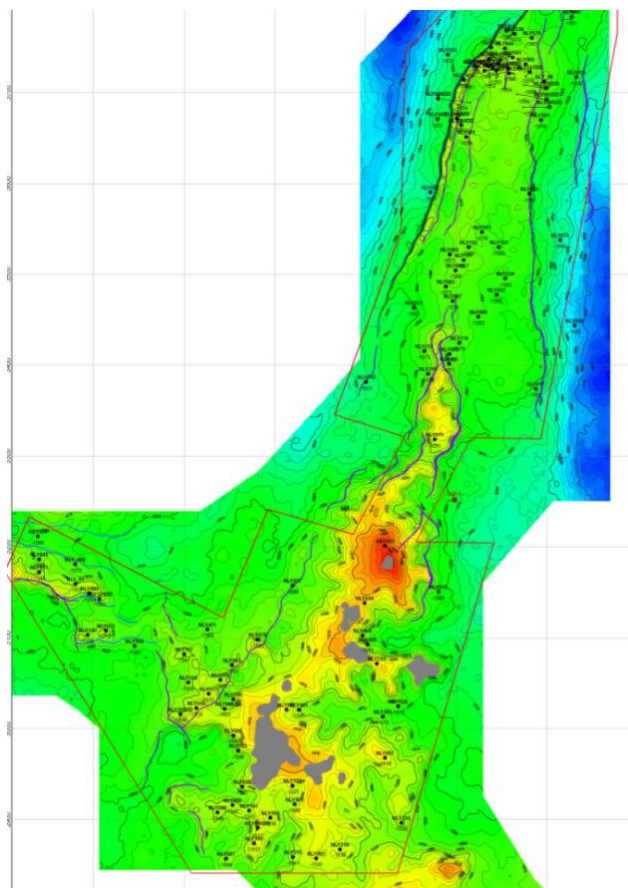


Рис.2.1.12 - Структурная карта по ОГ М-II-3

Диапазон глубин изменяется в пределах от -1450 до -1740 м. Горизонт распространен практически по всей территории рассматриваемого района, за исключением небольших локальных выступов фундамента, который ограничивает его распространение в южной части. Наиболее приподнятая часть наблюдается в центральной его части, как раз на участках, примыкающих к выступам, максимально высокая отметка - 1450 м в районе скважины 5. Прослеживается серия тектонических разломов, аналогичных вышеописываемым, общее количество составляет более двадцати. Северное поднятие имеет вытянутую в субмеридиональном направлении форму. Структура также как и по предыдущим горизонтам осложнена серией тектонических нарушений и имеет размеры по изогипсе -1570 м - 7,1 x 2,1 км при амплитуде 20 м. Восточнее и северо-западнее от структуры наблюдается опускание участка с максимальными значениями по изогипсе -1730 м.

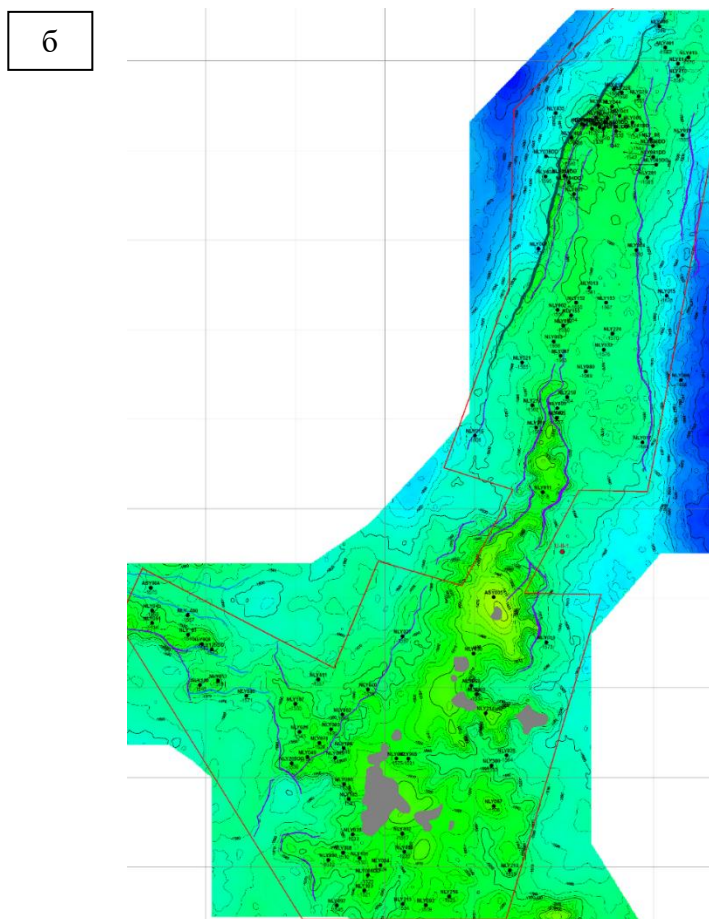


Рис.2.1.13 - Структурная карта по ОГ М-II-4, а- интерпретация во временной области, б - интерпретация в глубинной области

Диапазон глубин по горизонту колеблется в пределах от -1450 м до -1730 м. В сейсмическом кубе при переводе из временной области в глубинную из-за маломощности пластов М-II-4, часть границ выхода фундамента не удалось проследить в глубинной карте горизонтов, связи с этим границы (полигоны) выхода фундамента были взяты из временной области (Рис.2.1.13 а) и переведены при помощи скоростной модели в глубинную область. Структурный план аналогичен нижележащему по горизонту **М-II-3**.

Нефтегазоносность

В пределах Арыскупского прогиба залежи нефти и газа открыты в нижнеэокомских, верхне- и среднеэокомских отложениях и отложениях фундамента (кора выветривания). Ближайшими разрабатываемыми к месторождению Нуралы являются нефтеносные месторождения Хайыркелди и Таур, расположенные в Западной и в Южной части.

На месторождении Нуралы установлена промышленная нефтегазоносность нижнеэокомских (М-I, М-II-4, М-II-3, М-II-1), верхнеэокомских (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) и среднеэокомских (Ю-IV) отложений.

Стратиграфический и тектоническими нарушениями месторождение условно делится на 3 участка - Западный, Центральный и Восточный Нуралы.

Горизонты М-I, М-II-4 и М-II-3 распространены в пределах Западного Нуралы, горизонт М-II-1 – в пределах Центрального Нуралы.

Верхнеэокомские нефтяные и газонефтяные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I-1+2, Ю-II-1+2, Ю-IIIa-б установлены в Центральном участке месторождения Нуралы, а среднеэокомский горизонт Ю-IV распространен в краевых частях Восточного участка месторождения.

Описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов приведены ниже.

Нижнеэокомские продуктивные горизонты

К нижнему эокому приурочены продуктивные горизонты М-I, М-II-4, М-II-3, и М-II-1.

Западный Нуралы

Горизонт М-I

По результатам интерпретации ГИС в рамках текущего отчета в 10 скважинах были выделены нефтенасыщенные коллектора, где толщина по скважинам изменяется от 0,5 м до 1,3 м. Проведено опробование в скважине 92, где был получен промышленный приток нефти. Соответственно результаты испытания скв.92 дали обоснования представлять новый подсчетный объект в рамках текущего отчета. В пределах горизонта выявлены 4 нефтяных залежи, одна из которых сводовая, а остальные литологически ограниченные.

Залежи по районам скв.97 и 105 представляются как линзовидные, с нефтенасыщенными толщами 1,3 и 1,4 м, с песчаностью 0,15 и 0,16 и расчлененностью 1. Площади нефтеносности по залежам составляют 244 и 260 тыс. м².

По районам скважин 98-103 залежь частично ограничена литологически, а часть оконтуривается я отметкой УВНК -1493,1м, принятой по подошве нефтенасыщенного

коллектора в скв.101. Толщина нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 0,5 до 0,9 м. Коэффициенты песчанистости и расчлененности по залежи в среднем составляют 0,08 и 1. Площадь нефтеносности по залежи составляет 2492 тыс. м².

Залежь *по скважине 92* представляется как сводовая, с нефтенасыщенной толщиной 1,1 м, песчанистостью 0,11 и расчлененностью 1. При опробовании инт. 1669-1673 м получены промышленные притоки нефти с дебитом 24,3 м³/сут. ВНК принять на отметке -1481,8 м, по кровле водонасыщенного коллектора в скв.216. Площадь нефтеносности составляет 1120 тыс. м².

Горизонт М-II-4.

В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами, однако продуктивность доказана на Западном Нуралы в 49 скважинах.

По результатам обработки ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 19 скважинах, газонасыщенные в 5 скважинах и водонасыщенные в 2 скважинах, а остальные скважины вскрыли зоны замещения.

Общая толщина горизонта колеблется от 7,7 м до 17,8 м.

В пределах горизонта выявлены 4 нефтяных, одна газонефтяная, одна нефтяная с газовой шапкой и две газовые. Залежи тектонический и литологический экранированные.

в районе скв.8, залежь литологический и тектонический экранированная, с эффективной нефтенасыщенной толщиной 2,2 м, песчанистостью 0,2 и расчлененностью 4. При опробовании в скв.8 инт. 1742-1752 м получены непромышленные притоки нефти и воды суммарным дебитом 0,22 м³/сут. УВНК принять на отметке -1552,2 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи -8,8 м. Площадь нефтеносности составила 220 тыс. м².

в районе скв.22,417 залежь литологический и стратиграфический экранированная, с эффективной нефтенасыщенными толщинами от 2,4 до 2,9 м, песчанистостью 0,20 и расчлененностью 3. По результатам опробования скв.22, в инт.1725-1730 м были получены притоки нефти и газа с дебитами 55,1 м³/сут и 10,6 тыс. м³/сут. В скважине №417 в результате опробования в инт. 1726,5- 1733м было извлечено 404,2 м³ жидкости за 5 дней исследования, из них 11,46 м³ нефти и 392,76 м³ воды. Максимальный суточный дебит составил 4,5 м³ нефти и вода 107,95 м³. ВНК принять на глубине -1543,8 м соответствующий прямому разделу нефть-вода по скважине 417. Высота залежи 2,9 м. Площадь нефтеносности составила 724 тыс. м².

В рамках «ПЗ-2023г в результате анализа геолого-промысловых данных с учетом бурения скважины №417, была спрогнозирована залежь к востоку от района скважины

№22, которая была оценена по категории С₂. Залежь литологический и стратиграфический экранированная. Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина составила 2,9 м по аналогии скв № 417. УВНК принят на отметке -1543,8 м, по аналогии с основной залежи в районе скважины №22. Высота залежи -2,9м. Площадь нефтеносности залежи составила 377 тыс. м².

В районе скв. 26, 93 залежь с севера литологический, с востока и с запада тектонический экранированная, с эффективными нефтенасыщенными толщами от 0,7 м до 3,8 м. Коэффициент песчанистости изменяется от 0,06-0,30, в среднем составляя 0,2. Продуктивность доказана опробованием в скв.49, 62, 71, 209, где в скважине 62 приток жидкости составил 45 м³/сут., с обводненностью 2,3%. УВНК принять на отметке -1549,2 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 26. Высота залежи 25,8 м. Площадь нефтеносности по категории С₁ составляет 2515 тыс.м².

Нефтяная залежь с газовой шапкой в районе скв. 68, 215 литологический и стратиграфический экранированная, с газонасыщенной толщиной 2,1 м (скв.92), нефтенасыщенными толщами от 1,1 м (скв. 28) до 3,2 м (скв. 103), при расчлененности 1-4. Коэффициент песчанистости варьирует в пределах 0,07-0,26, в среднем составляя 0,2. Продукт по залежи был получен в скв. 28, 66, 68, 94, 103, 92 и 215. Максимальные дебиты нефти были получены со скважин 28 и 103 (совместно с горизонтом М-П-3) и равны соответственно 35,42 м³/сут и 100 м³/сут. В скв.92 при совместном опробование с нижележащим горизонтом М-П-3 в инт.1715-1718, 1725-1729,0 и 1732,5-1736,5 м были получены дебиты нефти и газа, а объект по горизонту М-П-4 был признан газоносным. ГНК принят на отметке -1523,9 м по подошве газонасыщенного пласта в скв.92. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. 98 на отметке -1544,5 м. Высота газовой части залежа составляет 2,1 м, высота нефтяной части 21 м. Площадь нефтеносности по категории В составляет 4879 тыс.м², площадь газоносности по категории С₁-204,0 тыс.м².

Газонефтяная залежь в районе скв.№ 69 и 402, 418 литологический и стратиграфической экранированная с нефтенасыщенными толщами 3,8 м, 4,6м и 4,0 м и газонасыщенными толщами 5,6 м и 6,2 м, 5,6м соответственно. На основе данных накопленной добычи газа и с учетом строение залежи в рамках «ПЗ-2021» залежь была принята как газонефтяная с выделением газовой шапки. ГНК принять условно на отметке -1536,2 м, по верхней отметке нефтенасыщенного коллектора в скважине №402. На 02.01.2023г накопленная добыча газа по залежи составил –141 млн.м³ при утвержденных геологических запасах растворенного газа – 118 млн.м³. Опробования по залежи проведены во всех скважинах, согласно которым по скважине 69 в инт.1738-1748 м,

дебиты нефти составили 86-215 м³/сут, в скв.№ 402 в инт.1734,5-1748,5 м, приток нефти составило 13,02 м³. В процессе опробования пласта по скважине 69 наблюдалось рост газового фактора с 186 до 779 м³/т. Дополнительно к этому, в отобранной глубинной пробе из скв.69 давление насыщения было установлено на уровне пластового, что представляет пластовый флюид как «насыщенный», тем самым также подтверждая выделения газовой шапки выше опробованных интервалов по скважинам.

В пробуренной скважине по залежи скв.№418 в результате опробования в инт. 1731,0- 1737,5м было извлечено 256,46 м³ жидкости за 9 дней исследования, из них 6,5 м³ нефти и 248,28м³ воды. Максимальный суточный дебит составил 1,97м³ нефти и вода 27,85м³. Скважина №418 вскрыла 10,9 м общих эффективных толщин. По результатам интерпретации ГИС материалов выделено 7,1 м нефтенасыщенных и 3,8 м водонасыщенных толщин. По результатам интерпретации ГИС материалов выделено 3,8 м водонасыщенных толщин. Из них 1,4 м, которые находится выше ВНК, принимаем как обводненные коллектора за счет разработки. Отметка ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. №69 на отметке -1552,8 м. Высота залежи - 10,9 м. Средневзвешенные эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам №№ 402, 69 и 418 составляют 10,0 м, 10,2м и 9,6 м соответственно. Площадь газоносности составляет 1543 тыс.м², площадь нефтеносности- 2174 тыс.м².

Газовые залежи по скважинам 415 и 416 являются полусводовым и стратиграфический экранированным. По результатам испытания в обеих скважинах были получены притоки пластового газа. В частности, в скв.415 (инт.перф.1720-1745м) всего извлечено 1022,8 м³ газа и 37,6 м³ конденсата, а по скважине 416 при испытании (инт.перф.1715-1730 м) всего извлечено 31124 м³ газа и 0,7 конденсата и 23,7 м³ воды. По результатам интерпретации ГИС толщина газонасыщенных коллекторов составляет 11,0 м (скв.415) и 4,6 м (скв.416) соответственно. Коэффициенты песчанистости составляют 0,56 и 0,31, расчлененность равняется 2 и 6 соответственно. По результатам испытания и интерпретации ГИС залежи характеризуются отдельными ГВК. По скважине 415 отметка УГВК принять на уровне -1548,1 м по подошве газонасыщенного коллектора. По скважине 416 уровень ГВК принять по кровле водонасыщенного коллектора на отметке - 1529,8 м. Площадь газоносности по залежи скв.415 составляет 922,0 тыс.м², а по скважине 416 равняется 328,0 тыс.м².

Горизонт М-II-3.

В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 36 скважинами. По результатам обработки ГИС-материалов в 12-ти скважинах выделены нефтенасыщенные, в 16-и нефтеводонасыщенные, в 3-х скважинах газонасыщенные, 6-ти

водонасыщенные толщины, а остальные 4 скважины 27, 69, 214, 402 попали в зоны отсутствия коллекторов. В скв. 2, 67, 92 и 102 нижняя часть арыкумского горизонта выклинивается к поверхности фундамента, по скв. 5-Аксай отсутствуют каротажные данные.

По кровле коллектора структура имеет сложную, веерообразную форму, расширенную с северо-востока на юго-запад, в своде примыкающую к выступу фундамента, разделяющий горизонт на две разные части. Толщина горизонта колеблется от 13 м до 60,2 м. В пределах горизонта выделены 4 нефтяные и одна газовая залежь.

Нефтяная залежь в районе скв.8-51 ограниченная с юга и севера тектоническими нарушениями, имеет нефтенасыщенные толщины в пределах от 4,3 м (скв. 125) до 7,9 м (скв. 8), при коэффициентах песчанистости 0,16-0,31, в среднем 0,25. Продуктивность залежи доказана получением промышленных притоков со скважин 8, 51, 91, 125, при этом максимальный приток нефти равен 56,16 м³/сут (скв. 125). Минимальная абсолютная отметка кровли коллектора минус 1552,92м (скв. 125), при контуре минус 1574,7м, взятый по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скв. 8, высота залежи равна 21,8м. Площадь нефтеносности по категории В составляет 1817 тыс.м².

Нефтяная залежь по скважинам 53 и 140 по материалам обработки ГИС имеет нефтенасыщенные толщины 6,9 (скв.140) и 9,0 м (скв.53), а также 1,9 м (скв. 140) водонасыщенную толщину. Продуктивность доказана в обеих скважинах, с максимальным притоком нефти (115 м³/сут) в скважине 140. ВНК принято на абс. отметке -1574,5м, по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. 140. Высота залежи - 21,6м. Площадь нефтеносности составила 786 тыс. м².

Залежь в районе скв. 93, 107 с востока и с юга ограниченная тектоническими нарушениями представляет собой полусвод, с 2,5-18,0м нефтенасыщенными и 1,9-8,9 водонасыщенными толщами. Коэффициент песчанистости колеблется от 0,25 до 0,74, в среднем составляя 0,47. Испытание проводилось по всем вскрытым залежь скважинам отдельно в пределах горизонта, а также совместно с верхним горизонтом М-П-4, с максимальными дебитами нефти 101 м³/сут и 135 м³/сут в скв. 93 и 49, соответственно. ВНК принят по кровле водонасыщенного пласта в скв. 26 на абс.отметке -1567,5м, при этом высота залежи составила 36,1 м. Площадь нефтеносности составила 4005 тыс. м².

Нефтяная залежь с газовыми шапками в районе скв. 95, 103 представляет собой полусводовую залежь, стратиграфический экранированная с востока зоной выхода фундамента, частично тектонический экранированная с запада. Толщина нефтенасыщенных коллекторов варьирует в пределах от 0,8 м до 14,6 м, газонасыщенных от 3,5 до 4,6, коэффициент песчанистости 0,09-0,77, в среднем составляя 0,40. Испытания

по нефтяной части залежа проведены почти во всех скважинах, вскрывшие залежь, кроме скважин 106 и 403. Газовая шапка по скважинам 102 и 92 подтверждена в обоих скважинах, с получением дебитов чистого газа (скв.102) и газа с нефтью (скв.92). ГНК принят на отметке минус 1534,6 м по подошве газонасыщенного пласта в скв. №92. ВНК принят на отметке минус 1560, что соответствует кровле опробованного пласта воды в скв. 97. Высота газовой части залежа в районе скважины 102 составляет 8,3 м, а в районе скважины 92 равняется 3,7 м. Высота нефтяной части залежи 25,8 м. Площадь нефтеносности по залежи составляет 7641 тыс.м², площадь газоносности - 329 тыс.м².

Газовая залежь в скв. 67, с запада стратиграфически экранированная с выходом фундамента, с эффективной толщиной 5,3 м при коэффициенте песчанистости 0,22. Принятый ГВК на отметке минус 1542,2 м соответствует подошве опробованного пласта газа в скв. 67. Высота залежи составляет 12,5 м. Площадь газоносности - 366 тыс.м².

Центральный Нуралы

Горизонт М-II-1. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 62-я скважинами. Толщина горизонта с севера на юг уменьшается с полным выклиниваем в скв. 11.

По ГИС коллекторы горизонта газонасыщены в 17-ти, нефтенасыщены в 8-и, водонасыщены в 3-х скважинах, остальные скважины фациально замещены.

По кровле коллектора горизонт представляет собой антиклиналь, осложненную разрывными нарушениями разделяя структуры на основные три части.

В пределах горизонта выделяются 3 нефтяных и 4 газовых залежей.

Нефтяная залежь в районе скв. 7,404 ограничена с востока разрывным нарушением, а с севера зоной замещения. Нефтенасыщенные толщины в скв. 7 составляет 4,4 м, а в скважине 404 - 3,6 м, с коэффициентами песчанистости и расчлененности в среднем 0,1 и 4 соответственно. В процессе испытания в скважине 7 были получены притоки нефти дебитами до 88,0 м³/сут. ВНК принят по подошве опробованного пласта-коллектора нефти в скважине 7 на отметке минус 1697,2 м, при этом высота залежи составила 34,5 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 258 тыс.м², по категории С₂- 1298 тыс.м².

Газовая залежь в районе скважин 34 и 200 литологический ограничена с северо-востока и юга, и тектонический с запада. Газонасыщенные толщины колеблются от 0,5 м до 3,6 м. Коэффициенты песчанистости и расчлененности в среднем составляют 0,1 и 1,3 соответственно. ГВК принято условно на отметке -1629,3 м по подошве газоносного коллектора по скважине 226. Высота залежи равна 21,7 м. Площадь газоносности залежи составляет 1220 тыс.м².

Газовая залежь в районе скв.40,409 ограничена тектонический с востока и запада. Газовые толщины изменяется от 2,4 до 3,1 м. Коэффициенты песчанистости и расчлененности в среднем составляют 0,2 и 3 соответственно. ГВК принят условно по подошве газонасыщенного пласта скв.40 на отметке -1617,9 м. Площадь газоносности залежи составляет 277 тыс.м².

Газовая залежь (район скв.38, 84, 1) представляет собой пластово-полусводовую, ограниченная литологический с севера и юга, и тектонический с запада и с востока. Эффективные газонасыщенные толщины колеблются от 2,6 м (скв. 38) до 4,5 м (скв. 84). Коэффициент песчанистости варьирует в пределах от 0,12 до 0,33, в среднем составляя 0,23 и коэффициент расчлененности в среднем 2. Продуктивность залежи доказана испытанием в скважине. 1, из инт.1737-1744 м, получен приток газа дебитом 56,38 тыс.м³/сут. ГВК по залежи принят условно на отметке -1620,7 м, по подошве газового коллектора по скважине 84. Высота залежи равна 10,7 м. Площадь газоносности залежи по категории С₁ составляет 868 тыс.м².

Линза в скв.4 имеет эффективный 0,6 метровый пласт-коллектор, при испытании которой был получен слабый не фонтанирующий непромышленный приток нефти. УГНК принят на отметке -1641 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 409 тыс.м².

Газовая залежь в районе скв. 152, 151, 2 представляет пластово-сводовую, ограниченная литологический. Эффективные газонасыщенные толщины колеблются от 2,2 до 3,3 м. Коэффициент песчанистости варьирует в пределах от 0,23 до 0,31, в среднем составляя 0,27 и коэффициент расчлененности в среднем равен 2. В процессе испытания в скважине №2 был получен газ с дебитом 130.14 тыс.м³/сут.

ГВК был принят условно по подошве газонасыщенного пласта скв.2 на отметке -1624,7 м. Площадь газоносности залежи по категории С₁ составляет 705 тыс.м².

Нефтяная залежь в районе скв. 9, 224 представляет собой полусвод, литологический и тектонический экранированная.

Выявленные по ГИС нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,9 м(скв. 218) до 2,6 м (скв. 224). Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,1, расчлененность – 1,3.

Продуктивность залежи доказана опробованиями в скважинах:

- скв. 9, инт.1813-1818 м, 1818-1825 м и инт.1820-1826 м получены притоки нефти дебитами 7,6 м³/сут и 15,84 м³/сут, соответственно;
- скв. 32, инт.1835-1839 м, дебит нефти 69 м³/сут;
- скв. 80, инт.1821-1832 м, всего добыто 82,69 м³ жидкости, обв.0,25%;

- скв. 218, инт.1815-1828 м, расчетный дебит нефти примерно составил 3 м³/сут.

ВНК по залежи принят по подошве опробованного коллектора нефти в скв. 32 на отметке -1636,8 м. Высота залежи равна 19,9 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 4457 тыс.м².

Верхнеюрские продуктивные горизонты

Центральный Нуралы

Горизонт Ю-0-1. Рассматриваемый продуктивный горизонт и связанные с ним залежи установлены на площади Центральный и Западный Нуралы.

Горизонт в пределах Центрального Нуралы по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями на три части. На участке выявлены газовые и нефтяные залежи с собственными газо- и нефтеводяными контактами.

Также в пределах участка по материалам переинтерпретации сейсмике выделены три русло. Из них две русло прослеживается от юго-востока до северо запада, одно в центре, представленные нефтяными залежами.

Нефтяная залежь в скв.404 имеет эффективную нефтенасыщенную толщину 3,1 м, при коэффициенте песчанистости 0,06 и расчлененности 1. Продуктивность доказана по результатам совместного опробование интервала 1837-1844; 1879-1885 м, где суммарный объем нефти составил 17,4 м³. По результатам PLT исследования продуктивный интервал в пределах горизонта работает. ВНК принят условно по подошве нефти на абсолютной отметке 1687,7 м. Высота залежи -3,1 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₂ составляет 501 тыс.м².

Нефтяная залежь в скв.409 представляет собой линзу расположенной в русле 2, с насыщенной толщиной нефти 11,3 м, песчанистостью 0,5 и расчлененностью 3. По результатам опробование интервала 1755-1765м объем жидкости составило 21,4 м³/сут, в том числе объем нефти 0,033 м³/сут. ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -1637,1 м. Высота залежи 12,5 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₂ составляет 244 тыс.м².

Линзовидная залежь в скв. 4 имеет нефтенасыщенную толщину 1,6 м. Песчанистость составляет 0,04. Продуктивность доказана опробованием интервала 1780-1787 м, с дебитом нефти - 2,37-2,5 м³/сут. Высота залежи равна 2,8 м. ВНК принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора нефти на абсолютной отметке 1658,0 м. Высота залежи - 2,8 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 543 тыс.м².

Залежь в районе скв. 2-152 представляет собой литологический экранированную, с нефтенасыщенными толщинами от 1,0 (скв.2) до 3,6 м (скв.152). Коэффициент песчаности изменяется в пределах 0,04-0,09, в среднем составляя 0,06. Притоки нефти по залежи были получены в скв. 2 с инт.1833-1837 м, дебит составил 2,16 м³/сут. ВНК принимается условно по подошве нефтенасыщенного коллектора нефти скв.151 на отметке -1645,5м. Высота залежи составляет 19,9 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 885 тыс.м².

Линзовидная залежь в скв. 21 имеет нефтенасыщенную толщину 6,4 м. Песчаность составляет 0,12. Продуктивность доказана опробованием и получением притоков нефти с дебитами 1,53-12,86 м³/сут. ВНК принимается условно по подошве коллектора нефти на отметке -1690,5 м. Высота залежи – 25,7 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 202 тыс.м².

Русло-1 вскрыты скв. 16, 217 и 219. Из них в скважинах 217 и 219 выявлены нефтенасыщенные, а в скважине 16 водонасыщенные толщины.

Нефтенасыщенные толщины составляет 16,4 м и 9,9 м, при песчаности 0,48 и 0,25, соответственно.

Продуктивность доказана получением притоков:

- со скв. 217, нефти и воды дебитами 26,52 м³/сут и 14,28 м³/сут, соответственно;
- со скв. 219, нефти расчетным дебитом 13,64 м³/сут.

ВНК принято условно на отметке минус 1642,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора нефти в скв. 219. При этом высота залежи равна 21,9 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 448 тыс.м².

Залежь в районе скважины 5 представляет собой тектонический (с севера-запада и юго-востока) и литологической (с юга) ограниченной нефтяной залежью. По залежи проходит русло 2 и 3 прослеживающийся с юга на северо-запад, выявленные по результатам сейсмики.

Русло 2 вскрыт в скважинах 43, 78, 81, 85, 200 и представлены эффективными нефтяными толщинами от 8,20 м (скв.78) до 18,2 (скв.81). Песчаность изменяется в пределах 0,30-0,5 в среднем составляя 0,4, расчлененность 4. Максимальный приток нефть получен в скв. 200 с инт.1922-1931 м дебитом 200 м³/сут, при обводненности 0,1%.

Русло 3 в северной части горизонта вскрыт скважинами 79, 226 и 414, представлен эффективными нефтяными толщинами 4,4 и 6,3 м соответственно. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,1, расчлененность 1,5. Продуктивность доказана опробованием в трех скважинах. Дебит нефти составило 3,5 м³/сут.

Нефтенасыщенные толщины по не русловой части залежа по скважинам 5, 31D, 33, 34, 36, 37, 38, 39, 41, 42, 141 и 231 изменяется в пределах от 0,7 м (скв.42) до 6,5 м (скв.37), песчанистость варьирует от 0,1 до 0,03, в среднем составляя 0,20. Расчлененность 1-7.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах:

- скв. 5, инт.1757-1772 м, 1778-1798 м, дебиты нефти – 6,5 м³/сут;
- скв.34, при совместном опробовании с гор.Ю-I, где всего отобрано 173 м³ жидкости при обв.10%;
- скв.141, при совместном опробовании с гор.Ю-0-2+Ю-I, где с инт.1769-1771 м (гор.Ю-0-1) при проведении исследований всего было отобрано 98,57 м³. ВНК по залежи принимается от отметки -1658,8 до -1662,4 м по кровле водонасыщенного коллектора в скв.226, и по подошве нефтенасыщенного коллектора по скважине 414 Высота залежи изменяется в пределах 50,1-53,3 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 3368 тыс.м².

Линзовидная газовая залежь, вскрытая единственной скв. 1, представлена эффективной насыщенной толщиной 0,9 м, песчанистостью 0,03. При совместном опробовании горизонтов Ю-0-1 и Ю-0-2 в инт.1773-1775 м и 1780-1783 м был получен не промышленный приток газа дебитом 5,05 тыс.м³/сут. ГВК принято условно по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -1646,2м. Площадь газоносности составляет 169 тыс.м².

Горизонт Ю-0-2.

Горизонт также, как и Ю-0-1, представляет собой антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями на три блока.

По материалам переинтерпретации сейсмики по горизонту по части Центральной Нуралы выделены три русло.

В пределах участка по результатам обработки ГИС и испытания выделены 2 газовых и 5 нефтяных залежей.

Скважина 404 выявила нефтяную залежь в блоке I с нефтенасыщенной толщиной 1,8м, песчанистостью 0,14, расчлененностью 1. Продуктивность доказана по результатам совместного опробования интервала 1837-1844; 1879-1885 м, где суммарный дебит нефти составил 17,4 м³. По результатам PLT исследования продуктивный интервал в пределах горизонта работает. ВНК по залежи принят условно по подошве коллектора нефти на отметке -1727,6м по подошве нефти. Высота залежи - 2 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 346 тыс.м².

Нефтяная залежь в районе скв.2-152, имеет нефтенасыщенную толщину от 1,2 м (скв.87) до 11,2 м (скв.151), при песчанистости 0,46-0,61 и расчлененности 1-3. Продуктивность доказана опробованием всех скважин, кроме 87, где дебиты составили:

- скв. 2 (инт.1859-1863 м), дебит нефти 110,9 м³/сут;
- скв. 151 (1849-1856 м) объема жидкости Q_ж=196,8 м³/сут (обв.0,9%);
- скв.152 (1834-1846 м) объем жидкости 56 м³/сут, объем нефти 18,0м³/сут;
- скв.83 (1857-1868 м) объем жидкости 71 м³/сут.

ВНК по залежи принят по скважине 151 на отметке -1664,5 м, по прямому контакту нефтенасыщенного и водонасыщенного коллектора. Высота залежи равна 7,6 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 821 тыс.м².

Газовая залежь в скв.40-409, представлена эффективной толщиной 0,9 м (скв.409) и 3,9 (скв.40), песчанистостью от 0,05 до 0,35 и расчлененностью 1 - 5. ГВК принят по подошве газа скв,40 на отметке -1669,2м. Высота залежи равна 32,9 м. Площадь газоносности залежи по категории С₁ составляет 640 тыс.м²

Газовая залежь в скв. 1 имеет эффективную толщину 4,0 м, при песчанистости и расчлененности 0,16 и 4, соответственно. При совместном опробовании горизонтов Ю-0-1 и Ю-0-2 в инт.1773-1775 м и 1780-1783 м был получен не промышленный приток газа с дебитом 5,05 тыс.м³/сут. ГВК принят условно по подошве коллектора газа на отметке - 1672,0 м. Площадь газоносности залежи по категории С₁ составляет 146 тыс.м².

Нефтяная залежь в районе скв.5, 31, 43 ограничена тектонический с запада и востока, литологический с юга. Нефтенасыщенные толщинки меняется от 0,7 м (скв.141) до 7,2 (скв.34). Песчанистость – от 0,05 до 0,45, в среднем составляя 0,2 и расчлененность 1-6.

Продуктивность залежи доказана испытаниями в скв.5, 31, 44:

- скв. 5, инт.1778-1798 м, получена нефть дебитом 2,43 м³/сут;
- скв. 31, инт.1779,5-1784 м, 1786,5-1790 м, на выходе газ, нефть+конденсат дебитами 22,56 м³/сут и 35 м³/сут, соответственно;
- скв. 44, инт.1814-1817 м, 1823-1826 м, Q_н=3,3 м³/сут, при обв.2%.

ВНК по залежи принимается условно на отметке -1680,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважины 34. Высота залежи 41,7 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 3185 тыс.м².

Линзовидная залежь по скважине 82 характеризуется нефтенасыщенной толщиной 3,9 м, песчанистостью 0,2 и расчлененностью 2. Продуктивность доказана опробованием интервала 1870-1872,6 м, где дебит жидкости составило 30 м³/сут. ВНК принято условно

на отметке -1670,7 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 243 тыс.м².

Залежь по скважине 86 характеризуется нефтенасыщенной толщиной 3,6 м, песчанистостью 0,14 и расчлененностью 4. ВНК принят условно на отметке -1675,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 12,0 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₂ составляет 196 тыс.м².

Западный Уралы

Горизонт Ю-0-1.

В пределах горизонта выявленное песчаное тело имеют распространение вдоль выхода фундамента. Продуктивность песчаного тела в районе скв.45 доказана выделением по ГИС эффективной нефтенасыщенной толщины 6,8 м и испытанием инт.1826-1835,5 м и получением притока нефти дебитом 136 м³/сут. Песчанистость составляет 0,24 при расчлененности 4.

ВНК по нефтяной залежи в скв.45 принят на отметке 1630 м по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 8,1 м.

Площадь нефтеносности залежи по категории В составляет 184 тыс.м².

Горизонт Ю-0-2.

В пределах горизонта установлены три нефтяные залежи, одна из которой представлена русловыми отложениями. Нефтяные залежи в районах скв.29, 300 и 210 представляют собой зону распадков.

Линзовидная залежь в районе скв.29, 300. Выделенные по результатам обработки ГИС эффективные нефтенасыщенные толщины равны 2,7 м (скв. 300) и 5,9 м (скв. 29). Песчанистость в среднем равна 0,17, расчлененность-2. Продуктивность доказана в обеих скважинах, где в скважине 29 при опробовании интервала 1855-1859 м дебит нефти составил 5,8 м³/сут. ВНК принято условно на отметке -1673,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв.29. Высота залежи 10,6 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 1483 тыс.м².

Залежь в скв. 210 имеет нефтенасыщенную толщину 1,2 м, при песчанистости 0,3. Продуктивность залежа доказана опробованием интервала 1814-1817 м, с получением дебита нефти 8,6 м³/сут. ВНК по залежи принят условно на отметке - 1622,9 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 1,2 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 480 тыс.м².

Русло вскрытый в скв.500 представлена 4,3-метровой нефтенасыщенной толщиной с песчанистостью 0,17, расчлененностью 1. Продуктивность доказана испытанием инт.1882-1888 м и получением фонтанных притоков нефти в объеме 151м³. ВНК принят

условно по подошве пласта-коллектора нефти в скв. 500, на отметке -1686,4 м. Высота залежи 4,3 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 489 тыс.м².

Центральный и Западный Уралы

Горизонт Ю-1-1. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 61-ой скважиной. Толщина горизонта варьирует в пределах от 8,0 м (скв. 83) до 17,8 м (скв. 413).

В пределах горизонта выявлены одна газовая залежь, 2 нефтяные залежи. Залежи литологический и тектонически экранированные.

Газовая залежь в районе скв. 40, имеющая эффективные толщину от 0,6 до 3,4 при песчаности 0,20, представляет собой полусвод, частично ограниченный нарушениями F_1 и F_2 . Продуктивность доказана совместным опробованием в скважине 40 интервала 1843-1853, 1865-1866 м, где был получен чистый газ без жидкости. ГВК принять условно на отметке -1684,4 м, по кровле водонасыщенного коллектора в скв.40. Высота залежи 28,1м. Площадь газоносности залежи по категории C_1 составляет 506 тыс.м².

Нефтяная залежь в районах скв. 37, 39, 42, представляет собой полусвод ограниченная тектонический с востока и запада и литологический с юга и частично с севера. Выявленные по ГИС нефтенасыщенные толщины изменяются в пределах от 0,8 м (скв 33) до 4,5 м (скв.39). Коэффициент песчаности изменяется в пределах 0,1-0,5. Расчлененность - 1-2. Нефтеносность залежи установлена опробованием скв. 43, где из инт. 1881-1887м, 1891-1893м, 1894-1899м, 1906-1909 м (совместный интервал) было получено 27,74 м³ нефти. Опробования также были проведены в скважинах 33, 37, 44 и 141, где максимальный дебит жидкости составил 98,57 м³. ВНК по залежи принят условно на отметке минус 1687,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скв. 86. Высота залежи 27,3 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 1625 тыс.м².

К Руслу -1, простирающееся с запада на северо-восток в центральной части структуры, приурочена нефтяная залежь, с эффективными нефтенасыщенными толщинами от 1,7 м до 3,6 м. Песчаность варьирует в пределах 0,18-0,34, в среднем составляя 0,26. Коэффициент расчлененности равна 1,6. Продуктивность залежи доказана опробованием:

- скв.82, инт. 1887-1890 м, 1891-1894 м, получено всего 83м³ жидкости;
- скв.83, инт. 1897-1905,5 м, дебит жидкости составил 60 м³;
- скв.87, инт. 1897,5-1907,5 м, дебит жидкости составил 32 м³;
- скв.151(ИПТ), инт. 1884-1897 м, получено 14,68 м³/сут нефти.

-скв.152, инт. 1878-1892 м, дебит нефти и жидкости составили 31,85 м³/сут и 94,3 м³/сут, соответственно.

ВНК принят на абс. отметке - 1699,0 м, соответствующий подошве нижнего нефтенасыщенного пласта в скв. 152. Высота залежи равна 12,7 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 1414 тыс.м².

Горизонт Ю-1-2.

Горизонт вскрыт 61-ой скважиной. Общая толщина горизонта в пределах участка равна от 11,2 м (скв. 9) до 32,9 м (скв.38).

В пределах горизонта выявлены одна газовая залежь, 5 нефтяных залежи. Залежи литологически и тектонически экранированные.

Нефтяная залежь в районах скв. 34, 38, 41, литологически ограничен с северо-востока и тектонически экранирован с северо-запада. Нефтенасыщенные толщины изменяется от 0,9 (скв.200) до 3,6 (скв.37). Коэффициент песчанистости варьирует от 0,1-0,4, при этом расчлененность 1-2. Продуктивность горизонта доказан опробованием скв. 33, 34, 37, 38 и 200, где максимальный дебит жидкости составляет 80 м³/сут в интервале 2096-2097 м, 2100-2103 м, 2105-2107 м, 2138,2-2140,2 м (скв.38 совместный интервал). ВНК принимается условно на отметке -1723,5 м по подошве нефтенасыщенного коллектора по скважине 79. Высота залежи 50,7 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 1991 тыс.м².

Литологический с запада и тектонический с востока ограниченная залежь по скважине 86, имеет эффективную нефтенасыщенную толщину 3,8 м, при песчанистости 0,12 и расчлененности 2. Продуктивность залежи доказана получением притоков 79 м³/сут нефти из интервала 1843-1845, 1848,3-1850,3 м. ВНК принято на отметке -1722,2 м, по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 7,3 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 139 тыс.м².

Русло – 1 вскрыты скв. 82, 83, 87, 151, 152 с нефтенасыщенными толщинами от 1,3 м (скв. 82) до 3,1 м (скв.83), при песчанистости 0,2-0,4 соответственно. Расчлененность от 1 - 3. Продуктивность доказана получением притоков:

-со скв. 83, жидкости дебитом 60 м³ (интервал 1897-1905,5 м);

-со скв. 87, жидкости дебитом 31,9 м³ (совместный интервал 1897,5-1900 м, 1902-1907,5 м);

-со скв.151(ИПТ), инт. 1884-1897 м, получено 14,68 м³/сут нефти.

-со скв.152, дебит жидкости 18,2 м³, дебит нефти 16,4 м³ соответственно.

ВНК принят по нижней отметке нефтенасыщенного коллектора скв.152 на отметке - 1709,8 м. Высота залежи равна 16,9 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 886 тыс.м².

Линзовидная газовая залежь в районе скв. 46,409, имеющая эффективные толщину от 1,3 до 1,5 при песчаности 0,06, представляет собой полусвод, частично ограниченный нарушениями f_1 и f_2 . ГВК по залежи принято условно на отметке – 1694,5 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скв.409. Высота залежи 26,1 м. Площадь газоносности залежи по категории C_2 составляет 307 тыс.м².

Линзовидная залежь в скв. 300, ограничена стратиграфический выходом фундамента и зоной замещения. Толщина пласта-коллектора нефти равна 5,5 м. Продуктивность доказана испытанием в инт.1885-1886,5; 1890-1892 м и получением притоков жидкости в объеме 34,05 м³. ВНК принят условно на отметке -1694,0 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 6,2 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 188 тыс.м².

Нефтяная залежь в скв. 500, ограничена тектонический, стратиграфический выходом фундамента и зоной замещения, и представлена 2,2-метровой нефтенасыщенной и 1,3-метровой водонасыщенной толщинами по ГИС. ВНК принят по прямому контакту коллектора нефти и воды по ГИС на отметке минус 1719,9 м. Высота залежи 3,0 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 371 тыс.м².

Центральный Нуралы

Горизонт Ю-II-1. Горизонт охвачен бурением 61 скважин. Продуктивный горизонт представляет собой антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями. В интервале горизонта выделяются одна газовая и две нефтяные залежи, каждый со своим флюидальным контактом.

Общая толщина горизонта варьирует в пределах от 7,4 м (скв. 21) до 38,1 м (скв. 81).

Газовая залежь в районе скв. 2, 152 представляет собой пластово-сводовую, с газонасыщенными толщинами от 1,3 м (скв.82) до 8,5 м (скв.87), при коэффициенте песчаности 0,1-0,6. и расчлененности 1-6, оконтуренную по изогипсе -1731,7 м, принятый по подошве опробованного газонасыщенного пласта в скв. 151. Площадь газоносности залежи по категории C_1 составляет 2329 тыс.м², по категории C_2 -307 тыс.м².

Продуктивность залежи доказана опробованием в скв. 2 и 151 в инт. 1920-1925, 1934-1938 м (совместный интервал) и 1900-1929,5 м, получением притоков газа дебитами 77,6 тыс. м³/сут и 13776 м³ и 0,4 м³/сут конденсата соответственно. Высота залежи равна 20 м.

Нефтяная залежь в районе скв. 40, 46 тектонически экранирована с нарушениями F_1 и F_2 . Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи варьируют от 2,2 м до 19,6 м, при средней песчанистости 0,7. Коэффициент расчлененности от 2-5. Продуктивность залежи доказана получением притоков нефти и газа в скв. 46 и 409. ВНК взят по прямому контакту пласта-коллектора нефти в скв. 40 на абс. отметке -1717,2 м. При этом часть нефтенасыщенного коллектора по скважине 409 принято как обводненные, в следствие разработки залежи. Высота залежи составила 20,9 м. Площадь нефтеносности залежи по категории В составляет 411 тыс.м².

По залежи в районе скв. 1, 141 эффективные толщины изменяются в пределах от 3,6 м (скв. 34) до 24,1 м (скв. 43), при средней песчанистости 0,41, и расчлененности 4,26.

Максимальные дебиты нефти $Q_n=149$ м³/сут и 168 м³/сут по залежи были получены с инт.1843-1858м в скв. 5 и с инт.1831,3-1836,5м, 1837-1848м в скв. 39. ВНК принят по подошве опробованного нефтеносного коллектора в скв. 1 и кровле опробованного водоносного коллектора в скв. 5 на абсолютной отметке -1729,9 м. При этом, стоит отметить, часть коллекторов по скважинам 36, 42, 43, 44, 78, 81,141,200, 231, 84, 85 и 86 приняты как обводненные. Высота залежи составляет 32,3 м. Площадь нефтеносности залежи по категории В составляет 4028 тыс.м².

Горизонт Ю-III-1. Горизонт вскрыт бурением 47-и скважиной.

Отложения горизонта распространены с севера на юг с постепенным уменьшением от 30,8м (скв. 410) до 2,5м (скв. 86) с полным выклиниваем горизонта к фундаменту в скв. 9, 80, 82, 83, 87 и 151.

Продуктивный горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F_1 и F_3 на три блока. В интервале горизонта выделены две газовые и одна газонефтяные, и три нефтяные залежи.

Продуктивность горизонта доказана выделением по ГИС газо- и нефтенасыщенных пластов-коллекторов, а также получением при испытаниях притоков газа дебитом 131 тыс. м³/сут (расч. путем) в скв. 1 с инт.1869-1874 м; притоков нефти дебитом 119,8 м³/сут через 10 мм штуцер в скв. 43 в инт.1999-2004,5 м, а также получением густой нефонтанирующей нефти в скв. 19 с интервала 2010-2015 м.

Газовая залежь в районе скв. 409 является тектонический экранированной с востока и запада, а также литологический с юга. Эффективная толщина составляет 2,9 м (скв.409). Площадь газоносности залежи составляет 252 тыс.м².

Коэффициент песчанистости в среднем 0,3, при расчлененности 5. ГВК по залежи принят на отметке минус 1748,0 м, соответствующий подошве самого нижнего газонасыщенного коллектора в скв.46. Высота залежи 7,4 м.

Газонефтяная залежь в районе скв.37-39 с газонасыщенными толщами от 0,8 м (скв. 37) до 2,2 м (скв. 39), нефтенасыщенными – от 1,5 м (скв. 33) до 5,4 м (скв. 231) представляет собой полусводовую, тектонически ограниченную с запада нарушением. Продуктивность нефтяной части залежи доказана получением притока нефти дебитом 119,8 м³/сут через 10 мм штуцер в скв. 43. ГНК принято на отметке -1744,3 по кровле нефтенасыщенного коллектора по скважинам 39 и 231. ВНК принят на отметке минус 1751,2 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора в скв. 43. Высота газовой части залежи составляет 3,9 м, нефтяной части-6,9 м. Площадь газоносности залежи составляет 330 тыс.м², площадь нефтеносности - 976 тыс.м².

Газовая залежь по скв.1 представляет собой полусвод стратиграфической экранированной с выходом фундамента с эффективной газонасыщенной толщиной 5,0 м. Коэффициент песчаности равняется 0,6, расчленённость-3. Продуктивность доказана получением при испытаниях притоков газа дебитом 131 тыс.м³/сут (расч.путем). ГВК принято условно на отметке -1749,4 м по подошве газонасыщенного коллектора. Высота залежи -6,9 м. Площадь газоносности залежи составляет 121 тыс.м².

Нефтяная залежь в районе скв. 401 представляет собой залежь литологический экранированная с юга-запада с 4,8 до 7,8-метровым нефтенасыщенной толщами. Продуктивность залежи доказана получением промышленных притоков нефти в скв. 401 в инт.2051-2057 м. ВНК принят условно на отметке минус 1918,5 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скв. 401. Высота залежи – 20,5 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 896 тыс.м².

Нефтяная залежь в скв. 413 представляет собой сводовую залежь с 4,2 нефтенасыщенной толщиной. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2048,7-2052,9 м, где было получено 53,1 м³ жидкости. ВНК принят на отметке минус 1906,8 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора. Высота залежи 4,2 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 125 тыс.м².

Нефтяная залежь в районе скв.19, является литологический экранированным с эффективной нефтенасыщенной толщиной 6,2 м Коэффициент песчаности 0,61, при расчлененности 2. Испытание проводилось в интервале минус 2010-2015 м, где результатом явилось густая нефть. Водонефтяной контакт по залежи принять условно на отметке -1872,6 м, соответствующий нижней отметке подошвы нефтенасыщенного пласта в скв. 19, при этом высота залежи равна 7,5м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 380 тыс.м².

Горизонт Ю-III-2a. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 48 скважинах. Продуктивность горизонта доказана опробованием в скв.1, 31, 33, 231, 46.

Газовая залежь по району скв.33,231 представляет собой полусвод тектонический экранированной с эффективными газонасыщенными толщами от 0,6 до 5,8 м. Коэффициент песчаности в среднем равняется 0,2, расчленённость-2,3. Продуктивность залежа доказана в скважинах:

- скв. 31, с инт.1895-1898 м получены притоки чистого газа дебитом 15 тыс.м³/сут;
- скв. 33, инт.2057-2060,5 м, 2068-2070 м, получены притоки газа, конденсата и воды.

ГВК по залежи принято на отметке -1767 м по подошве газа скв.31. Высота залежи 18,4 м. Площадь газонасыщенности залежи составляет 910 тыс.м².

Газовая залежь по району скв.40,46 представляет собой полусвод тектонический экранированной с эффективными газонасыщенными толщами от 0,8 до 5,0 м. Коэффициент песчаности в среднем равняется 0,3, расчленённость-2. Продуктивность залежа доказана в скважине 46, по интервалу опробование 1884-1895 м (сильно газифицирует). ГВК принять условно на отметке -1765,9 м по подошве газонасыщенного коллектора. Высота залежи 5,5 м. Площадь газонасыщенности залежи составляет 365 тыс.м².

Нефтяная залежь по скв.1 представляет собой полусвод стратиграфический экранированная с выходом фундамента, с нефтенасыщенной толщиной 1,2 м. Коэффициент песчаности составляет 0,5, расчленённость – 2. При опробовании в скв. 1, инт.1880-1882 м совместно с инт.1882-1887 м были получены притоки газа дебитом 12,5 тыс. м³/сут и дебит нефти и воды 3,5 м³/сут. По результатам опробования было установлено, что газ прорывается из верхнего газонасыщенного пласта горизонта Ю-III-1. ВНК по залежи принято условно на отметке -1754,0 по подошве нефтенасыщенного коллектора. Высота залежи 2,5 м.

Нефтяная залежь по скв.410 является тектонический и литологический экранированная с нефтенасыщенной толщиной 1,5 м. Коэффициент песчаности равняется 0,4, расчленённость-1. ВНК принять условно на отметке -1920 м по подошве нефтеносного коллектора. Высота залежи 1,5 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 164 тыс.м².

Горизонт Ю-III-2b.

В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 43 скважинах.

По результатам обработки ГИС и испытанию в скважинах выявлены одна нефтяная и одна газовая залежи, представляющие собой полусвод, тектонический экранированные разрывным нарушением f_2 .

Нефтяная залежь по району скважин 37-231 представляет собой тектонический экранированный полусводовую залежь с нефтенасыщенными толщами от 1,9 до 4,7 м. Коэффициент песчаности в среднем составляет 0,8, расчлененность – 5,2. Продуктивность залежи доказана опробованием в скважине 231, инт.1897-1899 м, совместно с интервалом 1893-1895м, где были получены притоки газа и нефти; ВНК принят на отметке -1772 м по прямому контакту нефть+вода в скв. 39, а также по кровле воды в скв. 43. Высота залежи-6,8 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 522 тыс.м².

Газовая залежь в скв.46 представляет собой полусвод тектонический экранированной с эффективной газонасыщенной толщиной 3,0 м. Коэффициент песчаности равняется 0,5, расчленённость - 4. Продуктивность залежа доказана в скважине 46, по интервалу опробование 1884-1895 м (сильно газифицирует). ГВК принять условно на отметке -1768,7 м по подошве газонасыщенного коллектора. Высота залежи - 6,7 м. Площадь газоносности залежи составляет 205 тыс.м².

По скважине 38 выделена по ГИС выделена газовая толщина 0,6 м, где условная ГВК выделена на отмтке -1763,5 м. Но, в связи с характеристиками залежи запасы в подсчетным плане не представилось.

Восточный Нуралы

В пределах поднятия Восточный Нуралы выявлен горизонт Ю-IV зона развития, которого ограничена из-за влияния на горизонт поднятия подошвы фундамента. Горизонт вскрыт только 7 скв. 6, 14, 15, 19, 35, 79 и 400, которые находятся на низких частях структуры на западе и севере-востоке и приурочены к карагансайскому и дощанскому свитам средней юры.

Горизонт Ю-IV-к. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 11 скважинами.

В пределах горизонта выявлено 2 нефтяные залежи –в скв. 15 и залежь в районе скв. 79, стратиграфический экранированные с запада зоной выхода фундамента и тектонический с востока разрывным нарушением.

По залежи в скв. 15 толщиной 2,1 м, при песчаности 0,03, и количестве пропластков 2. Контакт нефти принято условно по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта- коллектора на абсолютной отметке 2022,7 м. Высота залежи составила 5,2 м. Площадь нефтеносности залежи по категории C_1 составляет 1540 тыс.м².

Залежь в районе скв. 79 имеет 2,3 м нефте- и 6,6 м водонасыщенные коллектора, коэффициенты песчанистости и расчленённости равны 0,5 и 6, соответственно. При опробовании скважины в инт.2006,5-2012 м получены притоки нефти 68,8 м³/сут.

ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора на отметке минус 1862,8 м, при этом высота залежи равна 3,6 м. Площадь нефтеносности залежи по категории С₁ составляет 301 тыс.м².

Горизонт Ю-IV-d. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 9-я скважинами. По горизонту выявлены две газонефтяная залежи. Выявленные залежи представляют собой полусводовые, тектонический и литологический ограниченные залежи.

Газонефтяная залежь в районе скв. 400, 401 характеризуется нефтенасыщенными толщами от 6,7 до 22,4 м и газонасыщенной толщиной 6,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем равняется 0,6, расчленённость 7. Продуктивность горизонта доказана опробованием в обеих скважинах 400 и 401, где были получены дебиты нефти до 43,6 м³/сут. Газонефтяной контакт принят условно на отметке -2039,5 м, по подошве по ГИС выделенного газового коллектора. УВНК принят на отметке минус 2104,3 м соответствующий нижней отметке нефтенасыщенной толщины в скважине 400. Высота залежи равна 72,3 м. Площадь газоносности залежи составляет 680 тыс.м², площадь нефтеносности - 1901 тыс.м².

В нефтегазоконденсатной залежи в скв. 14 нефтенасыщенная толщина составляет 7,4 м, газонасыщенная -8,7 м. Продуктивность горизонта доказана опробованием инт.2222-2232 м, 2237-2246 м, где были получены притоки газа и нефти дебитами 35,8 тыс. м³/сут и 24,48 м³/сут, соответственно; ГНК взят по подошве опробованного пласта-коллектора газа на отметке -2095,7 м; ВНК принят на абсолютной отметке минус 2109,5 м, что соответствует подошве опробованного нижнего нефтеносного коллектора. Высота залежи составила 22,5 м. Площадь газоносности залежи составляет 564 тыс.м², площадь нефтеносности - 645 тыс.м².

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов были использованы имеющиеся материалы общепринятого комплекса электрокаротажа, данные лабораторного изучения образцов керна и гидродинамических исследований скважин.

Результаты анализов керна. Для оценки емкостно-фильтрационных характеристик пород-коллекторов меловых и юрских отложений использованы результаты всех лабораторных анализов керна.

Всего с отбором керна пробурена 65 скважины: 5 скважины Восточного; 29 скважин Центрального; 31 скважин Западного участков.

В целом по месторождению с отбором керна пройдено 3238,20 м, общий линейный вынос составил 2475,13 м или 76,44% от проходки. Всего проанализировано 3655 образцов керна из 57 скважин, из них 3638 образцов приходится на продуктивные горизонты. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) составляет 1868 единиц.

Характеристика отбора керна приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 - Сведения по отбору керна по скважинам месторождения

Участок	Номер скважины	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализированных образцов	Количество образцов приходящие на продуктивные горизонты	Количество кондиционных образцов
		Проходка, м	Вынос керна				
			м	%			
Вост.	14, 19, 400, 413	272,86	175,40	64,28	197	197	45
Центр.	1, 2, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 21, 31, 32, 33, 34, 35, 39, 78, 81, 82, 84, 85, 86, 87, 151, 200, 401, 404	1882,70	1479,72	78,60	2026	2024	1097
Запад.	8, 10, 22, 26, 27, 28, 29, 30, 45, 49, 51, 53, 65, 67, 69, 71, 93, 95, 96, 98, 101, 103, 107, А4, А5, 300, 408, 415, 416, 417, 500	1082,64	820,01	74,86	1432	1417	726
Всего по месторождению:		3238,20	2475,13	76,44	3655	3638	1868

Для изучения коллекторских свойств продуктивных отложений месторождения применялся обычный стандартный комплекс лабораторных исследований, который включал в себя определение открытой и полной пористости, минералогической и объемной плотности, проницаемости, гранулометрического состава, карбонатности и удельных электрических сопротивлений. Кроме того, на керне выполнен ряд специальных исследований.

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Для определения граничного значения пористости построены интегральные кривые распределения пористости по классам с проницаемостью $K_{пр} < 1$ мД и $K_{пр} > 1$ мД.

Граничные значения для горизонтов были приняты равными: мел – 10%; юра – 13,1%. Данные значения были использованы при интерпретации материалов ГИС при выделении пластов-коллекторов.

Породы, слагающие меловые и юрские продуктивные горизонты, представлены песчаниками, песками, алевролитами, гравелитами, конгломератами, часто переслаивающиеся друг с другом.

Песчаники серые, серо-бурые, красно-коричневые, пестрые, зеленые, кварц-полевошпатовые, полимиктовые, разнзернистые; пески серые, светло-серые, зеленовато-серые, коричневатобурые, рыхлые; алевролит разных цветов, глинистый; гравелит серый, неравномерно обломочный, цемент глинистый; конгломерат серый, коричневый, разнообломочный, в основном, на глинистом цементе. Породы, слагающие юрские продуктивные горизонты представлены теми же породами, но гравелиты и конгломераты встречаются значительно реже и более тонкими пропластками.

Тип коллекторов в меловых и юрских отложениях – гранулярный.

Флюидоупоры представлены аргиллитами плотными, глинами с тонкими прослоями песчаника и алевролита. Редко встречаются сланцы.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки коллекторских свойств пластов-коллекторов. На дату текущего отчета на месторождении пробурено 115 скважин, из них после ДПР-2024г. пробурены три новые скважины: две оценочные - №№ 415, 416 и одна – добывающая № 419.

Вскрытие разреза проводилось долотом диаметром 215,9 мм, изредка 190 мм. В качестве промывочной жидкости применялся глинистый раствор с удельным весом 1,18-1,22 г/см³, вязкостью 25-40 сек, водоотдачей 8-10 см³ за 30 мин и у.э.с. 0,5-2,3 Омм при $t=20^{\circ}\text{C}$. В качестве добавок использовались крахмал, бишофит, УЩР, КССБ, КМЦ и др. Начиная с 2000г.г. применялся буровой раствор с добавлением полимера, плотностью 1,1-1,2 г/см³, вязкостью 37-60 сек.

Геофизические исследования в поисково-разведочных скважинах до 2000г.г. проводились Тюлькубасской ЭГИС, Ленгерской НРЭИС. При этом использована серийная отечественная скважинная аппаратура на лабораториях ЛКС-7-02, ЛКС-7-03, ЛКС-7-АУ-1-03, ЛКС-7, ЦУ-1-01, ЛЦК-10, АГКС-4АЦ и подъемниках ПК-2, ПКС-3,5, ПКС-5. Исследования состояли из общих исследований по всему стволу в масштабе

глубин 1:500 и детальных исследований в интервале продуктивной толщи в масштабе 1:200, запись велась в аналоговом виде.

В дальнейшем, начиная с 2000г.г. в эксплуатационных скважинах, исследованных каротажными компаниями АО «Казпромгеофизика», ТОО «КазРосГеофизика», ТОО «БГС», ТОО «ОМН Oil Сервис», АО «Компания ГИС», «Weatherford», ТОО «ГК Каспий», производилась уже цифровая запись.

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводился как в открытом, так и в закрытом стволе скважин.

В открытом стволе скважин проведены следующие методы ПС, КС, КВ, ГК, НГК, ННКт, БК, ИК, МБК, МКЗ, АК, ГГКп, СГК. Запись ГИС удовлетворительного качества и позволяет на качественном и количественном уровне выявить в изучаемом разрезе коллектора, количественно оценить их емкостные свойства.

Контроль над пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся инклинометрами.

Для оценки качества цементирования колонн использовались термометрия и акустическая цементометрия (АКЦ).

Для определения дебитной характеристики пластов-коллекторов сервисными компаниями «Казпромгеофизика», «Technotek», «Компания ГИС», «КазРосГеофизика», «БатысГеофизСервис» был выполнен комплекс исследований: ГК, термометрия, манометрия, влагометрия, резонансный плотномер, полнопроточные малогабаритные расходомеры, которые применялись для определения профиля притока, характера приточного флюида, выделения «работающих» интервалов и оценки «работоспособности» по притоку интервала проперфорированной колонны, забойного давления и температуры, выявлении возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности обсадных труб и НКТ.

На месторождении промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока работающих интервалов были выполнены в 42-х скважинах (№№ 5, 8, 28, 31, 31Д, 32, 34, 36, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 46, 51, 53, 66, 69, 71, 78, 83, 91, 92, 93, 94, 96, 98, 101, 105, 107, 125, 141, 151, 209, 404, 409, 415, 416, 417, 418, 500) в количестве 61 исследований.

Интерпретация геофизических исследований проводилась при помощи программного обеспечения “Interactive Petrophysics”. Осуществлялся контроль качества полученных геофизических материалов и внесение поправок за диаметр скважины, раствор, давление и температуру.

Глинистость оценивалась по кривым ГК и ПС как в комплексе, так и отдельно, в редких случаях совместно с $K_{п}^{общ} НК-ГГКп$. При расчете объемной глинистости применялась формула двойного разностного параметра и зависимость Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались методы $K_{п}^{общ} НК$, ГГКп и АК, при этом учитывалось наличие метода в скважине и качество записи.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи. Граничное значение нефтегазонасыщенности для мела и юры принято равным 40%.

При интерпретации ГИС использовано сопротивление пластовой воды для мела – 0,044 Ом при 83⁰С, для юры – 0,034Омм при 90⁰С.

Петрофизические зависимости и применяемые граничные значения для данного месторождения описаны выше.

Проводимые геофизические исследования соответствуют методическим рекомендациям, кривые ГИС удовлетворительного качества и позволяют получить качественные и количественные характеристики пластов-коллекторов.

Все материалы новых геофизических исследований добавлены в существующую базу данных ГИС.

В дальнейшем рекомендуется продолжить исследования методами ГИС-контроля в эксплуатационных скважинах для контроля текущего состояния пластов-коллекторов, а также выявления возможных интервалов заколонных перетоков пластовой воды и негерметичности обсадных труб и НКТ.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.2; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.2 - Характеристика толщин продуктивных горизонтов

Горизонт	Общая эффективная толщина			Газонасыщенная толщина			Нефтенасыщенная толщина		
	Средняя, м	Интервал изменения, м	Коэффициент вариации	Средняя, м	Интервал изменения, м	Коэффициент вариации	Средняя, м	Интервал изменения, м	Коэффициент вариации
М-I	0,9	0,5-1,4	0,33	-	-	-	0,9	0,5-1,4	0,37
М-II-4	3,6	0,7-11	0,89	5,9	2,1-11,0	0,50	2,6	0,7-7,1	0,58
М-II-3	9,14	2,3-23,3	0,49	4,47	3,5-5,3	0,17	6,55	0,8-18	0,61
М-II-1	2,34	0,48-7,4	0,66	2,13	0,48-4,5	0,41	1,98	0,9-3,3	0,4
Ю-0-1 (русловый)	11,4	3,4-18,2	0,47	-	-	-	11,4	4,4-18,2	0,44
Ю-0-1 (нерусловый)	5,3	0,7-28,2	0,94	0,9	-	-	3,2	0,7-6,8	0,63
Ю-0-2 (русловый)	15,4	4,3-29,3	0,41	-	-	-	5,2	1,2-11,2	0,62
Ю-0-2 (нерусловый)	5,2	0,7-14,1	0,62	2,6	0,9-4	0,56	3,3	0,7-7,2	0,55
Ю-I-1 (русловый)	3,7	2,6-5,0	0,25	-	-	-	3,5	3,3-3,6	0,04

Ю-I-1 (нерусловый)	2,8	0,8-7,3	0,49	0,7	0,6-0,9	0,24	2,2	0,8-4,5	0,40
Ю-I-2 (русловый)	6,4	2,0-15,3	0,69	-	-	-	2,5	2,0-2,9	0,18
Ю-I-2 (нерусловый)	2,9	0,6-6,1	0,52	1,4	1,3-1,5	0,07	2,5	0,9-6,1	0,46
Ю-II-1	18,5	1,3-35,2	0,43	4,3	132-8,5	0,67	11,6	1,5-21,6	0,58
Ю-III-1	4,52	0,34-14	0,75	2,58	0,8-5,0	0,52	3,55	1,47-6,2	0,39
Ю-III-2А	6,33	0,9-25,8	0,69	2,77	0,62-5,8	0,66	1,35	1,2-1,5	0,11
Ю-III-2Б	11,45	1,9-24,9	0,39	1,81	0,61-3,0	0,66	3,7	1,9-4,7	0,30
Ю-IVk	10,59	1,8-29,55	1,07	-	-	-	2,2	2,1-2,3	0,05
Ю-IVd	12,48	1,8-29,2	0,87	7,7	6,7-8,7	0,13	14,43	6,7-29,2	0,72

Таблица 2.2.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
	Среднее значение	Интервал изменения	Коэффициент вариации	Среднее значение	Интервал изменения	Коэффициент вариации
М-I	0,10	0,06-0,2	0,31	1	-	0
М-II-4	0,24	0,06-0,7	0,74	3	1-10	0,71
М-II-3	0,39	0,09-0,77	0,41	5,52	2-10	0,39
М-II-1	0,07	0,01-0,22	0,67	1,64	1-4	0,49
Ю-0-1 (русловый)	0,28	0,05-0,476	0,40	3,35	1-7	0,52
Ю-0-1 (нерусловый)	0,18	0,02-0,46	0,80	2,72	1-6	0,49
Ю-0-2 (русловый)	0,41	0,17-0,67	0,34	5,29	1-9	0,455
Ю-0-2 (нерусловый)	0,17	0,03-0,7	0,67	3,8	1-12	0,62
Ю-I-1 (русловой)	0,35	0,2-0,48	0,31	1,4	1-3	0,33
Ю-I-1 (нерусловой)	0,22	0,06-0,63	0,48	1,74	1-4	0,43
Ю-I-2 (русловый)	0,41	0,11-1	0,73	1,33	1-2	0,35
Ю-I-2 (нерусловый)	0,14	0,03-0,55	0,73	2,09	1-4	0,46
Ю-II-1	0,68	0,07-0,95	0,33	4,74	1-10	0,51
Ю-III-1	0,38	0,07-0,82	0,56	2,88	1-7	0,60
Ю-III-2А	0,39	0,08-0,75	0,41	2,77	1-8	0,53
Ю-III-2Б	0,64	0,17-1,03	0,35	3,67	1-9	0,52
Ю-IVk	0,26	0,03-0,55	0,91	9,5	2-17	0,62
Ю-IVd	0,38	0,13-0,71	0,57	4,67	1-9	0,66

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость (нефть), мкм ² *10 ⁻³	Проницаемос ть (газ), мкм ² *10 ⁻³	Коэффициент открытой пористости (нефть), доли ед.	Нефтенасыще нность, доли ед.	Коэффициент открытой пористости (газ), доли ед.	Газонасыщен ность, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8
М-I							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	10	10	-	-
	Количество определений	-	-	10	9	-	-
	Среднее значение	-	-	0,15	0,55	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,18	0,12	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,11-0,18	0,43-0,63	-	-
Гидродинамич еские исследования скважин	Количество скважин		-	-	-	-	-
	Количество определений		-	-	-	-	-
	Среднее значение		-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации		-	-	-	-	-
	Интервал изменения		-	-	-	-	-
М-II-4							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	9	-	9	-	-	-
	Количество определений	98	-	100	-	-	-
	Среднее значение	495,43	-	0,205	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,27	-	0,21	-	-	-
	Интервал изменения	1,05-4041	-	0,108-0,278	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	21	21	3	3
	Количество определений	-	-	60	56	8	8
	Среднее значение	-	-	0,17	0,56	0,18	0,59
	Коэффициент вариации	-	-	0,18	0,17	0,13	0,11
	Интервал изменения	-	-	0,12-0,23	0,40-0,74	0,13-0,21	0,47-0,68
Гидродинамич еские исследования скважин	Количество скважин	4	-	-	-	-	-
	Количество определений	18	-	-	-	-	-
	Среднее значение	190,8	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,043	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,2-685,7	-	-	-	-	-
М-II-3							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	13	1	14	-	1	-
	Количество определений	196	5	205	-	8	-
	Среднее значение	496,64	3,451	0,17	-	0,18	-
	Коэффициент вариации	1,31	0,75	0,22	-	0,40	-
	Интервал изменения	1,13-3780,90	1,085-8,801	0,103-0,278	-	0,118-0,350	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	28	28	3	3
	Количество определений	-	-	119	105	10	10
	Среднее значение	-	-	0,16	0,56	0,18	0,54
	Коэффициент вариации	-	-	0,16	0,16	0,21	0,07
	Интервал изменения	-	-	0,11-0,23	0,40-0,78	0,12-0,25	0,45-0,59
Гидродинамич еские исследования скважин	Количество скважин	21	-	-	-	-	-
	Количество определений	94	-	-	-	-	-
	Среднее значение	135,9	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,271	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,854-639,54	-	-	-	-	-
М-II-1							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	4	-	4	-	-	-
	Количество определений	15	-	18	-	-	-
	Среднее значение	297,83	-	0,169	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,78	-	0,21	-	-	-
	Интервал изменения	1,46-1771,1	-	0,106-0,231	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	9	9	18	16
	Количество определений	-	-	17	13	33	25
	Среднее значение	-	-	0,16	0,59	0,15	0,53
	Коэффициент вариации	-	-	0,31	0,19	0,16	0,15
	Интервал изменения	-	-	0,08-0,25	0,43-0,85	0,10-0,20	0,40-0,70
Гидродинамич еские исследования скважин	Количество скважин	6	-	-	-	-	-
	Количество определений	20	-	-	-	-	-
	Среднее значение	42,7	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,925	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,76-252	-	-	-	-	-
Ю-0-1 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	-	3	-	-	-
	Количество определений	162	-	162	-	-	-
	Среднее значение	442,45	-	0,257	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,45	-	0,11	-	-	-
	Интервал изменения	1,63-2737,89	-	0,132-0,307	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	12	12	-	-
	Количество определений	-	-	35	35	-	-
	Среднее значение	-	-	0,22	0,60	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	1,01	0,13	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,13-0,27	0,40-0,75	-	-
Гидродинамич еские исследования скважин	Количество скважин	8	-	-	-	-	-
	Количество определений	15	-	-	-	-	-
	Среднее значение	114,7	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,709	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	7,04-222,83	-	-	-	-	-
Ю-0-1 нерусловый							
Лабораторные исследования	Количество скважин	8	-	8	-	-	-
	Количество определений	47	-	49	-	-	-

керна	Среднее значение	112,43	-	0,208	-	-	-
	Коэффициент вариации	3,20	-	0,20	-	-	-
	Интервал изменения	1,3-2220	-	0,132-0,291	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	21	19	1	1
	Количество определений	-	-	48	43	1	1
	Среднее значение	-	-	0,21	0,53	0,21	0,52
	Коэффициент вариации	-	-	0,14	0,12	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,16-0,28	0,40-0,63	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-0-2 русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	4	-	4	-	-	-
	Количество определений	68	-	69	-	-	-
	Среднее значение	805,52	-	0,223	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,61	-	0,18	-	-	-
	Интервал изменения	1,32-5250	-	0,133-0,289	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	6	5	-	-
	Количество определений	-	-	16	13	-	-
	Среднее значение	-	-	0,22	0,61	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,13	0,12	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,16-0,25	0,48-0,69	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	14	-	-	-	-	-
	Среднее значение	151,3	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	1,283	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	9,95-895	-	-	-	-	-
Ю-0-2 нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	-	3	-	-	-
	Количество определений	31	-	33	-	-	-
	Среднее значение	249,51	-	0,240	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,99	-	0,129	-	-	-
	Интервал изменения	1,12-859,97	-	0,184-0,312	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	24	23	4	4
	Количество определений	-	-	68	59	10	8
	Среднее значение	-	-	0,21	0,53	0,18	0,49
	Коэффициент вариации	-	-	0,17	0,12	0,13	0,11
	Интервал изменения	-	-	0,15-0,27	0,40-0,68	0,15-0,21	0,40-0,57
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	2	-	-	-	-	-
	Среднее значение	6	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	2-10	-	-	-	-	-
Ю-I русловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	-	1	-	-	-
	Количество определений	14	-	14	-	-	-
	Среднее значение	233,32	-	0,221	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,37	-	0,11	-	-	-
	Интервал изменения	63,27-374,70	-	0,179-0,258	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	2	2	-	-
	Количество определений	-	-	4	4	-	-
	Среднее значение	-	-	0,20	0,57	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,04	0,06	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,19-0,21	0,53-0,60	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	2	-	-	-	-	-
	Среднее значение	3,5	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	0,2-6,7	-	-	-	-	-
Ю-I нерусловый							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	22	22	3	3
	Количество определений	-	-	65	60	7	7
	Среднее значение	-	-	0,19	0,53	0,18	0,50
	Коэффициент вариации	-	-	0,16	0,15	0,13	0,11
	Интервал изменения	-	-	0,13-0,26	0,40-0,70	0,15-0,21	0,40-0,55
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-II							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	3	8	-	3	-
	Количество определений	100	12	104	-	12	-
	Среднее значение	474,55	122,32	0,229	-	0,185	-
	Коэффициент вариации	0,77	0,99	0,12	-	0,14	-
	Интервал изменения	4,91-1925,8	8,41-333,21	0,13-0,285	-	0,151-0,246	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	26	26	6	6
	Количество определений	-	-	80	78	15	14
	Среднее значение	-	-	0,24	0,61	0,18	0,57
	Коэффициент вариации	-	-	0,11	0,14	0,18	0,14
	Интервал изменения	-	-	0,15-0,30	0,40-0,77	0,10-0,22	0,40-0,69

Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	24	-	-	-	-	-
	Количество определений	109	-	-	-	-	-
	Среднее значение	313,4	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0,946	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	1,6-1026	-	-	-	-	-
Ю-III-1							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	10	10	6	6
	Количество определений	-	-	25	24	14	14
	Среднее значение	-	-	0,19	0,57	0,17	0,64
	Коэффициент вариации	-	-	0,18	0,17	0,15	0,19
	Интервал изменения	-	-	0,13-0,31	0,41-0,80	0,13-0,22	0,44-0,80
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	1	-	-	-	-	-
	Среднее значение	2717	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю-III-2							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	1	-	-	-
	Количество определений	-	-	8	-	-	-
	Среднее значение	-	-	0,178	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,11	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,154-0,213	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	6	6	11	10
	Количество определений	-	-	12	12	25	23
	Среднее значение	-	-	0,19	0,61	0,19	0,65
	Коэффициент вариации	-	-	0,19	0,13	0,19	0,20
	Интервал изменения	-	-	0,13-0,23	0,43-0,74	0,13-0,32	0,42-0,88
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-	-	-	-
	Количество определений	2	-	-	-	-	-
	Среднее значение	680,3	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	27,5 -1333	-	-	-	-	-
Ю- IVk							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	2	2	-	-
	Количество определений	-	-	4	4	-	-
	Среднее значение	-	-	0,22	0,78	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	0,24	0,10	-	-
	Интервал изменения	-	-	0,16-0,28	0,58-0,83	-	-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-	-	-	-
	Количество определений	-	-	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-	-	-
Ю- IVd							
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	1	-	1	-
	Количество определений	12	1	12	-	1	-
	Среднее значение	5,72	67,90	0,146	-	0,203	-
	Коэффициент вариации	1,25	0	0,09	-	0	-
	Интервал изменения	1,25-20,06	-	0,131-0,180	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	-	3	3	2	2
	Количество определений	-	-	16	16	2	2
	Среднее значение	-	-	0,15	0,69	0,19	0,84
	Коэффициент вариации	-	-	0,16	0,15	0,01	0,10
	Интервал изменения	-	-	0,11-0,21	0,58-0,88	0,185-0,19	0,75-0,91
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	2	-	-	-	-	-
	Количество определений	2	-	-	-	-	-
	Среднее значение	21,1	-	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-	-	-
	Интервал изменения	2,1-40	-	-	-	-	-

В таблице 2.2.5 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Таблица 2.2.5 - Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

Интервалы изменения	По данным лабораторного изучения керна												
	Число случаев												
	М-П-4 (нефть)	М-П-3 (газ/нефть)	М-П-1 (нефть)	Ю-0-1 русло (нефть)	Ю-0-1 нерусло (нефть)	Ю-0-2 русло (нефть)	Ю-0-2 нерусло (нефть)	Ю-1 русло (нефть)	Ю-1 нерусло	Ю-П-1 (газ/нефть)	Ю-П-1	Ю-П-2	Ю- IVk Ю- IVd (нефть)
1-10	10	5/28	-	10	7	10	7	-	-	1/2	-	-	-
10-100	25	-/46	18	54	36	9	5	1	-	6/12	-	-	-
100-200	8	-/23	-	26	1	10	6	4	-	3/8	-	-	-
200-300	8	-/16	-	15	-	6	1	6	-	-/9	-	-	-
300-400	7	-/7	-	15	-	5	3	3	-	2/19	-	-	-
400-500	2	-/9	-	6	-	6	3	-	-	-/16	-	-	-
500-600	4	-/8	-	6	1	1	3	-	-	-/11	-	-	-
600-700	6	-/6	-	1	-	1	1	-	-	-/3	-	-	-
700-800	4	-/7	-	2	1	2	1	-	-	-/7	-	-	-
800-900	2	-/9	-	26	-	10	1	-	-	-/2	-	-	-
900-1000	3	-/2	-	-	-	6	-	-	-	-/4	-	-	-
>1000	19	-/35	-	27	1	17	-	-	-	-/7	-	-	-

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Значение пористости по керну несколько выше значения по ГИС. Данные по ГИС позволяют более достоверно судить о пористости коллекторов, так как количество определений и количество скважин, охваченных исследованием по ГИС намного больше, чем по керну. Также среднее значение проницаемости по горизонту, определенное по керну в несколько раз больше значения, определенного по гидродинамическим исследованиям. Для характеристики проницаемости продуктивного разреза более достоверное представление даёт проницаемость, определённая по гидродинамическим исследованиям. Она характеризует проницаемость всего перфорированного интервала, а не отдельных его частей, как по анализам керна.

2.3. Состав и свойства нефти, газа, конденсата и подземных вод

Свойства нефти в пластовых условиях

На дату составления проекта свойства пластовой нефти месторождения исследованы по 41 пробам. Исследования проб проведены в лабораториях ОМП, ЮКНРЭ, PENKOR и ТОО «КМГ Инжиниринг».

С учетом того, что за отчетный период отбор и анализ новых проб пластовой и поверхностной нефти не были проведены параметры нефти остались без изменения.

В целом отбор пластовых проб нефти отобраны из горизонтов М-II-4, М-II-3, М-II-1, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I-2, Ю-II-1, Ю-III-1, Ю-III-2б и Ю-IV-d. По глубинным пробам нефти проведены исследования: PV-соотношение, однократное и дифференциальное разгазирование, стандартная и ступенчатая сепарация. Физико-химический состав и свойства поверхностной нефти исследованы по 57 пробам. Из них после «ПЗ-2014г» исследована одна проба.

Диапазоны изменения и среднее значения параметров пластовой нефти по результатам стандартной сепарации представлены в таблице 2.3.1.

Для выявления некорректных данных, замеренные параметры пластовой нефти по пробам были проверены по нижеприведенным критериям отбраковки:

1. По аномальному отклонению от основного направления взаимосвязи параметров пластовой нефти. Были построены графики зависимости: давление насыщения - газосодержание (P_b -GOR), плотность пластовой нефти - газосодержание (ρ_r -GOR), объемный коэффициент - газосодержание (V_o -GOR), вязкость пластовой нефти - плотность пластовой нефти (рис.2.3.1-2.3.4).

2. По значениям, выходящим за пределы доверительного интервала, оцененного по стандартному отклонению от среднего значения (рис.2.3.5-2.3.8). Признанные некорректными значения параметров пластовой нефти по пробам в таблице 2.3.1 выделены цветовой раскраской, а на рисунках 2.3.1 - 2.3.4 отмечены штриховым окружением.

Таблица 2.3.1 - Свойства нефти в пластовых условиях

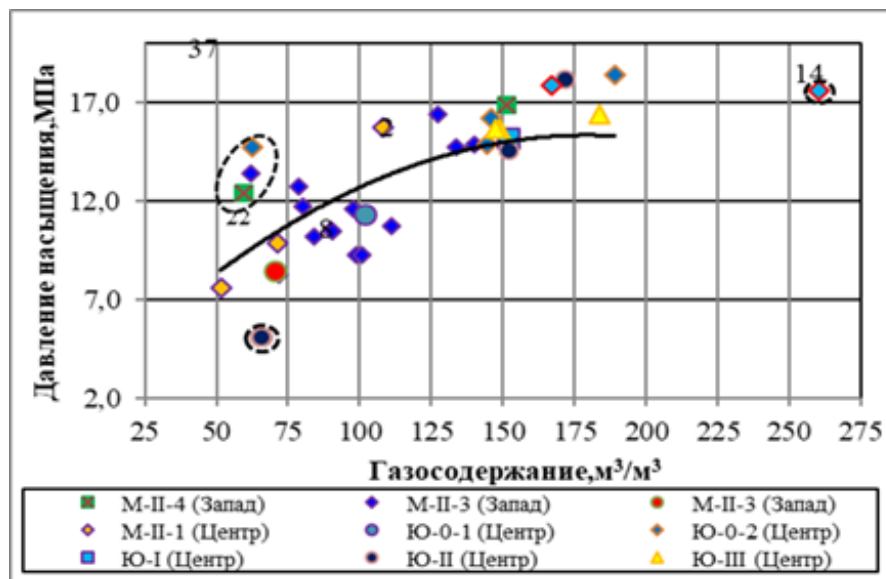
Параметры			Западный Нуралы									Центральный Нуралы										
			Горизонт М-II-4					Горизонт М-II-3					Горизонт М-II-1 (блок 1)					Горизонт М-II-1 (блок 2)				
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
Скважин	Проб	от	до	Скважин	Проб	от	до	Скважин	Проб	от	до	Скважин	Проб	от	до	Скважин	Проб	от	до			
Давление исследования		МПа	1	1	-	-	16,96	6	12	15,90	19,96	16,79	1	1	-	-	18,56	2	2	17,30	17,35	17,33
Температура исследования		°С	1	1	-	-	80,3	6	12	79,0	83,0	81,6	1	1	-	-	84,0	2	2	81,0	86,5	83,8
Давление насыщения	Pb	МПа	1	1	-	-	16,80	6	11	8,28	14,84	11,2	1	1	-	-	15,70	2	2	7,60	8,90	8,75
Плотность пластовой нефти		кг/м³	1	1	-	-	649,0	6	10	701,0	737,0	719,4	1	1	-	-	706,0	2	2	708,0	720,0	714,0
Вязкость пластовой нефти		мПа·с	1	1	-	-	0,39	5	8	0,61	1,11	0,93	1	1	-	-	0,50	1	1	-	-	0,68
Коэффициент сжимаемости			1	1	-	-	-	4	7	17,10E-4	42,93E-4	26,30E-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объемный коэффициент		Bo	1	1	-	-	1,517	6	10	1,260	1,419	1,336	1	1	-	-	1,44	2	2	1,175	1,23	1,203
Газосодержание (GOR)	20°С	м³/м³	1	1	-	-	151,2	6	11	72,0	140,0	98,8	1	1	-	-	107,9	2	2	51,7	71,3	61,5
		м³/т	1	1	-	-	185,8	6	11	86,5	167,1	118,4	1	1	-	-	134,7	2	2	63,7	86,7	75,2
Плотность газа по воздуху			1	1	-	-	0,920	4	7	0,951	1,101	1,044	1	1	-	-	0,967	1	1	-	-	0,967
Плотность сепарирован-ной нефти	20°С	кг/м³	1	1	-	-	810,0	7	12	820,0	845,0	836,0	1	1	-	-	801	2	2	809,0	822,0	816,0

Продолжение таблицы 2.3.1

Параметры			Центральный Нуралы									Центральный Нуралы										
			Горизонт Ю-0-1					Горизонт Ю-0-2				Горизонт Ю-I-2					Горизонт Ю-II-1					
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
			Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до	
Давление исследования		МПа	1	1	-	-	16,69	2	2	17,58	17,75	17,60	1	1	-	-	17,48	1	1	-	-	18,4
Температура исследования		°С	1	1	-	-	82,1	2	2	84,5	86,0	85,1	1	1	-	-	84,3	1	1	-	-	83,3
Давление насыщения	Р _б	МПа	1	1	-	-	11,32	2	2	14,84	16,2	15,5	1	1	-	-	15,2	1	1	-	-	15,6
Плотность пластовой нефти		кг/м³	1	1	-	-	702	2	2	-	-	654,0	1	1	-	-	659	1	1	-	-	638,0
Вязкость пластовой нефти		мПа·с	1	1	-	-	0,74	2	2	0,36	0,49	0,43	1	1	-	-	0,29	1	1	-	-	036
Коэффициент сжимаемости			1	1	-	-	43,22E-4	2	2				1	1	-	-	28,60E-4	1	1	-	-	20,00E-4
Объемный коэффициент		В _о	1	1	-	-	1,334	2	2	1,490	1,520	1,505	1	1	-	-	1,489	1	1	-	-	1,555
Газосодержание (GOR)	20°С	м³/м³	1	1	-	-	101,9	2	2	144,7	145,9	145,3	1	1	-	-	151,6	1	1	-	-	171,3
		м³/т	1	1	-	-	124	2	2	176,1	179,3	177,7	1	1	-	-	188,18	1	1	-	-	211,7
Плотность газа по воздуху			1	1	-	-	0,927	1	1	-	-	0,916	1	1	-	-	0,970	1	1	-	-	0,889
Плотность сепарирован-ной нефти	20°С	кг/м³	1	1	-	-	822	2	2	-	-	814,0	1	1	-	-	806,0	1	1	-	-	809,0

Продолжение таблицы 2.3.1

Параметры			Центральный Нуралы									Восточный Нуралы					
			Горизонт Ю-III-1					Горизонт Ю-III-2b				Горизонт Ю-IV-d					
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
			Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до	
Давление исследования		МПа	1	2	-	-	18,74	1	1	-	-	18,47	1	1	-	-	21,20
Температура исследования		°С	1	2	-	-	87,4	1	1	-	-	87,3	1	1	-	-	91,0
Давление насыщения	Pb	МПа	1	2	15,64	15,68	15,66	1	1	-	-	16,4	1	1	-	-	17,9
Плотность пластовой нефти		кг/м³	1	2	673	674	674	1	1	-	-	635	1	1	-	-	650
Вязкость пластовой нефти		мПа·с	1	2			0,42	1	1	-	-	0,40	1	1	-	-	0,45
Коэффициент сжимаемости			1	2	32,10E-4	32,20E-4	32,15E-4	1	1	-	-	40,27E-4	1	1	-	-	
Объемный коэффициент		Bo	1	2	1,461	1,463	1,462	1	1	-	-	1,588	1	1	-	-	1,520
Газосодержание (GOR)	20°С	м³/м³	1	2	147,4	148,9	148,2	1	1	-	-	183,8	1	1	-	-	167,0
		м³/т	1	2	182,6	185,1	183,9	1	1	-	-	228,5	1	1	-	-	215,2
Плотность газа по воздуху			1	2	0,969	0,999	0,984	1	1	-	-	0,924	1	1	-	-	0,873
Плотность сепарированной нефти	20°С	кг/м³	1	2	805,0	807,0	806,0	1	1	-	-	804,0	1	1	-	-	806,0



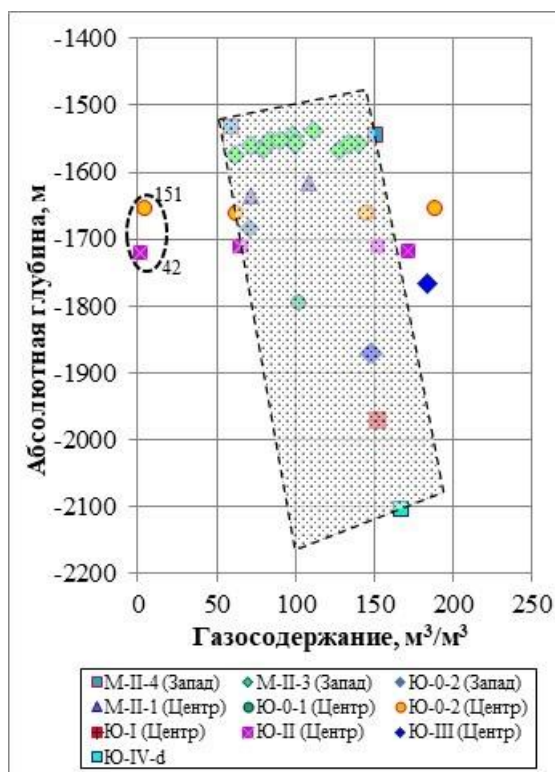


Рис.2.3.5 - Изменение давление насыщения с глубиной залегания

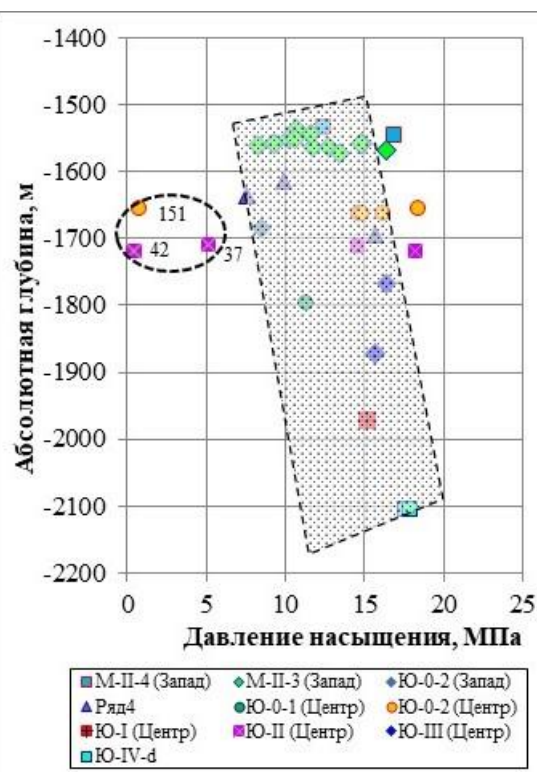


Рис.2.3.6 - Изменение газосодержания с глубиной залегания

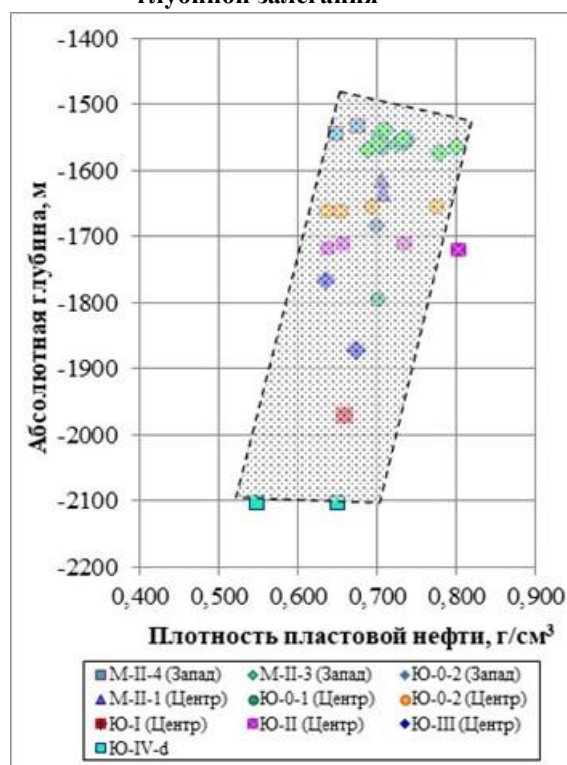


Рис.2.3.7 - Изменение плотности пластовой нефти с глубиной залегания

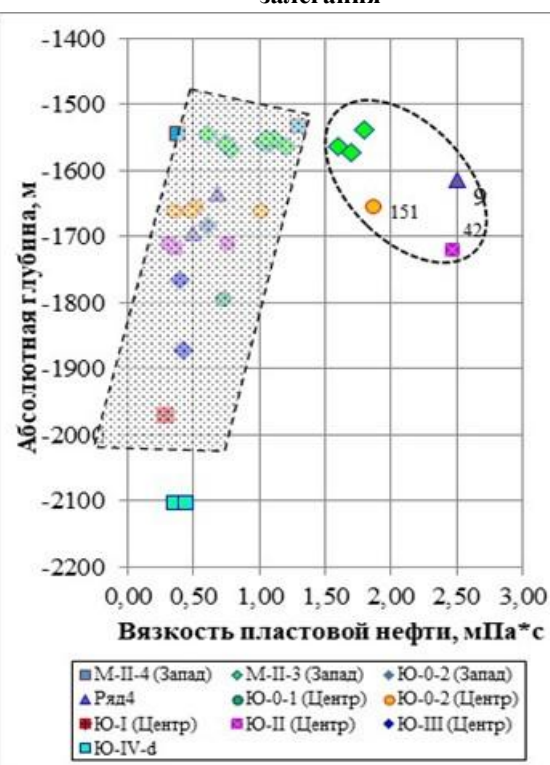


Рис.2.3.8 - Изменение вязкости пластовой нефти с глубиной залегания

Западный Нуралы. Меловые горизонты

Горизонт М-II-4

Пластовая нефть горизонта М-II-4 исследованы по двум пробам из скважин №22 и №69, расположенных в линзовидных залежах. По результатам анализа данных можно установить, что замеренные параметры пластовой нефти по пробам отличаются друг от друга. В частности, наблюдается отличия в значениях газосодержания и связанного с ним давления насыщения. По графикам зависимости параметров (рис.2.3.1-2.3.4), отклонение от трендов наблюдается в замеренных параметрах пробы из скважины №22. Но стоит отметить, что в пробе из скважины №69 давление насыщения замерено близко к пластовому, что также вызывает вопросы. Отличия в параметрах в данных пробах может быть связаны в разности залежах пластовой нефти. Так как отсутствует параллельные пробы, а также пробы из остальных залежей горизонта М-II-4, однозначно принять за «достоверных данных» замеренные параметры пластовой нефти по пробам из скважин №22 и №69 нельзя. По результатам анализа, отклонение от трендов зависимости параметров больше наблюдается в пробе из скважины №22. Соответственно на данный момент для дальнейших расчетов параметры пластовой нефти принимаются по пробе из скважины №69. В частности, давление насыщения при пластовой температуре $80,3^{\circ}\text{C}$ составляет 16,80 МПа. Газосодержание по стандартной сепарации равняется $151,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются $0,39 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,649 \text{ г}/\text{см}^3$. Объемный коэффициент нефти равен 1,517 д.ед.

Горизонт М-II-3

Свойства пластовой нефти горизонта М-II-3 исследованы по 13 пробам.

По результатам исследования, в основной массе проб параметры пластовой нефти изменяются в близких значениях. Отклонение от массива данных наблюдается в пробах из скважины №8, в котором наблюдаются сильное расхождения параметров несмотря отбора с одной скважины. Также в этих пробах не наблюдаются термодинамическая взаимосвязь зависимых параметров пластовой нефти. Соответственно данные пробы были отбракованы. Газосодержания по остальным принятым пробам по результатам стандартной сепарации в среднем принимается на уровне $98,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения в среднем составляет 11,3 МПа. Объемный коэффициент составляет 1,336 д.ед. Плотность и вязкость пластовой нефти в среднем равняются $0,719 \text{ г}/\text{см}^3$ и $0,93 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Горизонт Ю-0-2/Ю-1-2

Свойства пластовой нефти горизонтов Ю-0-2 и Ю-1-2 исследованы одной глубинной и одной рекомбинированной пробой из скважины №500, отобранным после ПЗ-2014 г. Из них глубинная проба была отобрана из горизонта Ю-0-2, а

рекомбинированная проба была отобрана из совместного интервала перфорации горизонтов Ю-0-2 и Ю-1-2. По результатам исследования, по глубинной пробе отобранной из горизонта Ю-0-2 замерено низкое значение газосодержание и связанного с ним давление насыщения по сравнению с близлежащими горизонтами Западного свода, а также с пробами из горизонта Ю-0-2 Центрального свода. Причина этому скорее всего является характеристика залежа по скважине №500. Залежь по скважине 500 по горизонту Ю-0-2 является русловой, и по данным разработки, в начале освоения работала с очень хорошими дебитами. Начиная с 2015г дебиты по скважине начали падать быстрыми темпами (почти в два раза) и соответственно в отобранной глубинной пробе в этот период газосодержание пластовой нефти зафиксировано на низком уровне. В частности, по результатам стандартной сепарации газосодержание составило $70,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а давление насыщения определено на уровне 8,50 МПа. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются $0,61 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,700 \text{ г/см}^3$. Соответственно замеренных параметров пластовой нефти по данной пробе не представляется возможность использовать в расчетах для начальной системы. В 2021 г из данной скважины были проведены образцы нефти и газа для рекомбинации из совместных интервалов перфорации горизонтов Ю-0-2 и Ю-1-2. После рекомбинации образцов нефти и газа в лаборатории для дальнейшего исследования были использованы текущие термобарические условия горизонтов, при которой пластовая смесь была в двухфазном состоянии. Далее излишний газ был выпущен из системы и были проведены дальнейшее исследования. Соответственно исследованная при таких условиях проба не может использоваться не только для представления начальной характеристики пластовой системы, но и для текущих условиях. По результатам исследования по пробе были замерены низкие значения газосодержания ($44,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и давления насыщения (7,7 МПа). На основе анализа полученных данных проб из скважины 500 было принято решения не использовать замеренные параметры для дальнейших расчетов.

Центральный Нуралы

Горизонт М-II-1

Пластовая нефть горизонта М-II-1 исследована по трем глубинным пробам из скважин №7(блок I) и №№9,32 (блок II), расположенных в двух залежах. По результатам сопоставления параметров установлено, что в глубинной пробе, отобранной из линзовидной залежи по скважине №7, газосодержание пластовой нефти высокое, по сравнению с пробами из скважин №9 и №32, отобранной из другого залежа пластовой нефти. В связи с тем, что скважины №7 и №№9,32 расположены в разных блоках и в залежах, параметры пластовой нефти в данном отчете принимаются отдельно. В

частности, газосодержание по стандартной сепарации по блоку I составляет $107,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а по блоку II равняется $61,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения принимается на уровне 15,7 МПа (блок I) и 8,75 МПа (блок II) соответственно. Плотность пластовой нефти и динамическая вязкость изменяется в пределах $0,706\text{--}0,720 \text{ г/см}^3$ и $0,50\text{--}0,68 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент равен 1,440 (блок I) и 1,230 (блок II).

Горизонт Ю-0-1

Свойства пластовой нефти горизонта исследованы одной пробой из скважины №200, расположенной в русловой части залежи по району скважин 34-81. В связи с тем, что данная проба является единственной по горизонту Ю-0-1 параметры пластовой нефти, принимаются по ней. По результатам исследования, при пластовой температуре $82,1^\circ\text{C}$, давления насыщения определено на уровне 11,32 МПа. Плотность пластовой нефти и динамическая вязкость равняются $0,702 \text{ г/см}^3$ и $0,74 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина газосодержания по стандартной сепарации составляет $101,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объемный коэффициент равен 1,334.

Горизонт Ю-0-2

В пределах горизонта Ю-0-2 проведено 5 исследования пластовой нефти по двум скважинам №2 и №151, расположенным в залеже центральной части горизонта. Из них 3 параллельные глубинные пробы отобраны из скважины №2. По результатам анализа замеренных параметров пластовой нефти по пробам, можно установить, что в обеих скважинах между параллельными образцами наблюдается отличия в параметрах. В частности, по скважине №151 газосодержания в двух пробах сильно отличается друг от друга ($5,06$ и $188,94 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Также можно заметить, что в пробе с газосодержанием $188,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$ давления насыщения установлено выше пластового. В связи с этим данные пробы были отбракованы. В трех параллельных пробах из скважины №2 в двух образцах замерены близкие значения параметров пластовой нефти в отличие от третьего образца. Соответственно для дальнейших расчетов параметры пластовой нефти принимаются по ним. Величина давления насыщения принимается на уровне 15,5 МПа. Газосодержание по стандартной сепарации в среднем составляет $145,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти равняются $0,43 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и $0,654 \text{ г/см}^3$. Объемный коэффициент в среднем равен 1,505.

Горизонт Ю-I-1+2

Свойства пластовой нефти горизонта исследованы по пробе из скважины №38, отобранной из совместного интервала горизонтов Ю-I-1 и Ю-I-2. В связи с тем, что данная проба является единственной, параметры пластовой нефти по данной пробе принимаются для обоих горизонтов. По результатам исследования пробы, давления насыщения принимается на уровне 15,19 МПа. Плотность пластовой нефти и

динамическая вязкость равняются $0,659 \text{ г/см}^3$ и $0,29 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Величина газосодержания по стандартной сепарации составляет $151,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объемный коэффициент равен 1,489.

Горизонт Ю-II-1

В пределах горизонта Ю-II отобрано 7 проб из четырех скважин. Из них в скважинах №37 и №42 исследованы все параллельно отобранные пробы (табл.2.6), но по результатам исследования, в данных пробах наблюдаются аномальные значения параметров. Пробы характеризуются низкими значениями газосодержания, что и повлияло на остальные параметры пластовой нефти. Дополнение к этим, стоит отметить, что параллельные пробы из скважины №42 исследованы при аномально низкой пластовой температуре ($53,6^\circ\text{C}$), не характерное для горизонта. В связи с этим, данные пробы были отбракованы. С позиции «представительных» по горизонту принимаются пробы из скважин №5 и №39. По скважине №5 в начальный период были отобраны две параллельные глубинные пробы (дата отбора 27.07.01г). В первой пробе давление насыщения было замерено 19,2 МПа, а во второй 18,2 МПа. Пластовое давление на момент отбора проб по скважине составило 18,4 МПа, соответственно для дальнейшего исследования была использована вторая проба. По скважине №39 после долгого периода были отобраны две параллельные глубинные пробы. По результатам исследования, в обоих пробах давление насыщения было установлено на уровне текущего пластового давления на момент отбора проб (14,5 МПа).

На основе анализа данных, для расчета начальных параметров пластового флюида принимаются параметры по пробе из скважины №5, отобранным в начальном периоде. Глубинная проба из скважины №39 не является «непредставительной», но это проба отобрана в процессе разработки и показывает характеристику пластового флюида на момент отбора пробы. По результатам исследования давление насыщения пластовой нефти, по горизонту принимается на уровне 18,2 МПа, при температуре $83,3^\circ\text{C}$. Газосодержание по стандартной сепарации составляет $171,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность пластовой нефти $-0,638 \text{ г/см}^3$. Динамическая вязкость нефти $-0,36 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент равен 1,555.

Горизонт Ю-III-1

Свойства пластовой нефти горизонта исследованы двумя параллельными пробами, отобранные из скважины №43. По результатам исследования в отобранных пробах замерены очень близкие значения параметров нефти друг другу, соответственно для дальнейших расчетов принимается усредненная величина по ним. Газосодержание по стандартной сепарации составляет $148,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения равняется 15,7 МПа. Плотность пластовой нефти и динамическая вязкость составляют $0,674 \text{ г/см}^3$ и $0,42 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Объемный коэффициент равен 1,462.

Горизонт Ю-III-2b

По горизонту отобрана и проанализирована одна проба пластовой нефти по скважине 231 из нефтяной части залежи горизонта. В связи с тем, что данная проба является единственной, параметры пластовой нефти принимаются по ней. Плотность нефти составляет $0,635 \text{ г/см}^3$, динамическая вязкость - $0,40 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Газосодержание по стандартной сепарации равно $183,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения при пластовой температуре $87,3^\circ\text{C}$ замерено на уровне $16,4 \text{ МПа}$. Объемный коэффициент - $1,588 \text{ д.ед.}$

Горизонт Ю-IV-d

В пределах горизонта Ю-IV-d отобрано 2 параллельные глубинные пробы из скважины №14. По результатам исследования, по пробам наблюдается отличия в параметрах. В частности, в первой пробе газосодержания пластовой нефти замерено на высоком уровне, чем во второй. Причина этому, скорее всего, связано с отбором проб. Пластовая залежь является газоконденсатнонефтяной, и соответственно пробоотборники могли отобрать отличающиеся по составу образцов насыщенного пластового флюида. По сопоставлению параметров по графикам зависимости, а также по результатам проверки по критериям отбраковки, результаты исследования первой пробы представляется как «аномальной». Соответственно параметры для нефтяной части горизонта принимается по второй проб. Давление насыщения равняется $17,9 \text{ МПа}$, при газосодержаний по стандартной сепарации $167,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность пластовой нефти и вязкость составляют $0,650 \text{ г/см}^3$ и $0,45 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Объемный коэффициент равен 1,520.

Свойства поверхностной нефти и конденсата

Физико-химические свойства поверхностной нефти в целом по месторождению исследованы по 57 пробам. Из них 23 пробы отобраны по участку Западный Нуралы (М-II-4 3 пробы, М-II-3 16 проб, Ю-0-2 3 пробы) и соответственно 34 пробы исследованы по участку Центральный Нуралы (М-II-1 7 проб, Ю-0-1 2 пробы, Ю-0-2 10 проб, Ю-I-1+2 1 проба, Ю-II-1 5 проб, Ю-III-1 1 проба, Ю-III-2б 2 пробы, Ю-IV-d 6 проб). По результатам анализа исследования свойств поверхностной нефти по всем горизонтам схожи и параметры изменяются в одном диапазоне. Диапазоны изменения и среднее значения параметров поверхностной нефти представлены в таблице 2.3.2. Значения классификационных параметров по рассматриваемым объектам месторождения принимаются в следующем порядке:

Класс нефти

Диапазон изменения содержания серы в целом по всем горизонтам колеблется от 0,02 до 0,51 масс %, в среднем значение по месторождению составляет 0,18 масс%.

Нефти всех горизонтов классифицируются как малосернистые, и относятся к первому классу.

Тип нефти

Плотность поверхностной нефти в целом по участкам Западный Нуралы и Центральный Нуралы в пределах меловых и юрских горизонтов изменяется в одном диапазоне и охватывает классы «1» и «2», нефть является особо легко и легкой. Средняя плотность нефти по горизонтам равняется: Западный Нуралы горизонт М-II-4-0,832 г/см³, горизонт М-II-3-0,834 г/см³, горизонт Ю-0-2 0,826 г/см³, Центральный Нуралы горизонт М-II-1- 0,820 г/см³, горизонт Ю-0-1 -0,811 г/см³, горизонт Ю-0-2- 0,814 г/см³, горизонт Ю-I-1+2-0,804 г/см³, горизонт Ю-II-1-0,810 г/см³, горизонт Ю-III-1 0,806 г/см³, горизонт Ю-III-2- 0,805 г/см³, горизонт Ю-IV-d-0,801 г/см³.

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По имеющимся пробам, в которых определены данные параметры, нефть по продуктивным горизонтам охватывает все три группы.

Содержание парафинов в рассматриваемых нефтях изменяется в широких пределах 2,9-25,6 масс%. По средним величинам поверхностная нефть всех горизонтов является высокопарафинистой.

Физико-химические свойства конденсата месторождения Нуралы изучены в результате исследования поверхностных проб конденсата, отобранных при опробовании скважины №14 (интервал перфорации 2232-2222м). Конденсат – легкий (0,7605 г/см³), низкосернистый (общ.=0,0115% вес), выход бензиновых фракций –59%. По групповому углеводородному составу фракций н.к. –200°С, согласно классификации И.С.Старобинца, конденсат относится к метановому типу – содержание метановых углеводородов –70,5%.

Таблица 2.3.2 - Физико-химическая свойства нефти в поверхностных условиях

Параметры			Западный Нуралы									Центральный Нуралы										
			Горизонт М-П-4					Горизонт М-П-3					Горизонт М-П-1 (район скв.7)					Горизонт М-П-1 (район скв 9-32)				
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
			Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до	
Плотность нефти		кг/м³	2	3	821,0	842,0	832,0	6	14	820,0	845,0	834,0	1	2	804,0	807,0	806,0	2	4	807,0	835,0	821,0
Массовая доля серы		мас%	2	3	0,05	0,19	0,13	6	16	0,05	0,51	0,28	1	3	0,12	0,16	0,14	2	4	0,09	0,30	0,20
Концентрация хлористых солей		мг/дм³	2	3				2	2	390,0	435,0	412,1										
Массовая доля воды		мас%	2	3				5	9	0,1	2,8	0,83	1	1			2,5					
Содержание смол силикагелевых		мас%	2	3	2,44	8,31	5,91	6	14	1,03	12,20	8,99	1	2	3,00	3,18	3,09	2	3	3,46	6,38	4,70
Содержание асфальтенов		мас%	2	3	0,20	1,36	0,59	6	13	1,03	1,56	0,66	1	2			0,14	2	4	0,05	0,69	0,30
Массовая доля парафина		мас%	2	3	6,80	20,10	13,45	6	15	5,39	23,70	15,81	1	2	14,10	14,90	14,5	2	3	11,2	15,9	13,3
Температура застывания		°С	2	3	25,0	17,0	19,7	6	16	13,0	26,0	20,1	1	2	11,00	16,00	13,5	2	3	13	19	15,7
Вязкость кинематическая при 20°С		мм²/с	2	3				3	3	20,86	81,06	45,33	1	2								
Фракционный состав	НК	°С	2	3	49	70	52	6	13	48,0	67,0	56,08	1	2	43,0	51,0	47,0	2	4	45,0	59,0	52,0
	до 100°С	об.%	2	3	1,0	6,0	3,3	6	15	2,0	15,0	6,33	1	2	6	12	9	2	3	3,8	13	6,9
	до 150°С	об.%	2	3	14,0	18,0	15,4	6	15	5,0	21,0	14,13	1	2	14	16	15	2	4	9	20	14,8
	до 200°С	об.%	2	3	24,0	29,0	26,3	6	15	17,0	28,0	21,9	1	2	23	28	25,5	2	4	17	27	23,3
	до 250°С	об.%	2	3	32,0	34,0	30,7	6	15	19,0	41,0	31,5	1	2	31	40	35,5	2	4	21	39	33,3
	до 300°С	об.%	2	3	38,0	43,0	40,7	6	15	34,0	74,0	49,3	1	2	38	43	40,5	2	4	25	51	41,8

Продолжение таблицы 2.3.2

			Центральный Нуралы																			
Параметры			Горизонт Ю-0-1					Горизонт Ю-0-2					Горизонт Ю-І-1+2					Горизонт Ю-ІІ-1				
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
Плотность нефти	кг/м³		2	2	800,0	822,0	811,0	5	10	810,0	824,0	814	1	1	-	-	804,0	3	5	800,0	815,0	810,0
Массовая доля серы	мас%		2	2	0,05	0,34	0,20	5	6	0,03	0,35	0,11	1	1	-	-	0,03	3	5	0,04	0,48	0,21
Концентрация хлористых солей	мг/дм³		1	1			11,60	2	2	25,30	278,00	151,7	1	1	-	-		2	2	5,00	24,50	14,76
Массовая доля воды	мас%		1	1			0,6	2	2	0,24	0,30	0,27	1	1	-	-		1	1			0,9
Содержание смол силикагелевых	мас%		2	2	4,52	6,56	5,54	5	10	3,66	6,24	5,08	1	1	-	-	6,01	3	5	2,20	8,74	5,63
Содержание асфальтенов	мас%		2	2	0,56	0,83	70,00Е-2	5	10	0,11	0,52	0,21	1	1	-	-		3	4	0,23	1,30	0,69
Массовая доля парафина	мас%		2	2	6,20	21,90	14,050	5	8	5,11	25,60	14,8	1	1	-	-	2,9	3	4	3,15	21	13,1
Температура застывания	°С		2	2	12,00	13,00	12,5	5	10	11,00	20,00	15,7	1	1	-	-	9	3	5	6,0	12,0	10,2
Вязкость кинематическая при 20°С	мм²/с		1	1			12,29	2	2	7,39	9,48	8,44	1	1	-	-	5,050	2	2	5,410	8,140	6,780
Фракционный состав	НК	°С	2	2	50,00	75,00	62,5	5	10	48,0	77,00	61	1	1	-	-	80	3	4	40,0	80,0	60,0
	до 100°С	об.%	2	2	4	5	4,5	5	10	2,00	8,00	4,7	1	1	-	-	3	3	4	4	13	8,2
	до 150°С	об.%	2	2	13	17	15	5	10	11,00	20,00	16,55	1	1	-	-	13	3	4	16	28	20,8
	до 200°С	об.%	2	2	20	27	23,5	5	10	23,0	32,00	28,2	1	1	-	-	27	3	4	27	38	31,4
	до 250°С	об.%	2	2	31	37	34	5	10	32,00	40,00	37,3	1	1	-	-	34	3	4	39	50	41,6
	до 300°С	об.%	2	2	41	45	43	5	10	40,00	62,00	47,6	1	1	-	-	44	3	4	46	85	61,2

Параметры			Горизонт Ю-III-1				Горизонт Ю-III-2б					Горизонт Ю-IV-d					Среднее значение	
			Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения			
			Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		Скважин	Проб	от	до		
Плотность нефти		кг/м³	1	1	-	-	806,0	2	2	802,0	807,0	805,0	2	6	776,0	815,0	801,0	
Массовая доля серы		мас%	1	1	-	-	0,03	1	1			0,02	2	6	0,03	0,30	0,15	
Концентрация хлористых солей		мг/дм³	1	1	-	-	34,40	1	1			530	1	1			224,00	
Массовая доля воды		мас%	1	1	-	-		1	1			1,2	1	1			0,12	
Содержание смол силикагелевых		мас%	1	1	-	-	5,70	2	2	3,40	5,30	4,3	2	6	1,45	5,03	3,09	
Содержание асфальтенов		мас%	1	1	-	-		1	1			0,12	2	5	0,10	1,05	0,40	
Массовая доля парафина		мас%	1	1	-	-	5,59	2	2	5,62	22,00	13,81	2	6	4,50	10,90	7,49	
Температура застывания		°C	1	1	-	-	16,0	2	2	12,0	20,0	16	2	5	3,00	9,00	7,6	
Вязкость кинематическая при 20°C		мм²/с	1	1	-	-	5,940	1	1			4,25	1	1			11,410	
Фракционный состав	НК	°C	1	1	-	-	70,0	2	2	58,0	60,0	59,0	2	5	46,00	75,00	56,4	
	до 100°C	об.%	1	1	-	-	5	2	2	6	8	7	2	5	2	17	9,8	
	до 150°C	об.%	1	1	-	-	20	2	2	19	21	20	2	5	14	29	22,5	
	до 200°C	об.%	1	1	-	-	32	2	2	29	36	32,5	2	6	26	37	33,8	
	до 250°C	об.%	1	1	-	-	40	2	2	39	51	45	2	6	25	55	46,8	
	до 300°C	об.%	1	1	-	-	56	2	2	53	63	58	2	3	49	65	57,3	

Состав и свойства растворенного газа

Состав и свойства растворенного газа в целом по месторождению исследованы по 52 пробам (Западный Нуралы М-II-4 2 пробы, М-II-3 15 проб, Ю-0-2/Ю-I-2 2 пробы; Центральный Нуралы М-II-1 2 пробы, Ю-0-1 1 проба, Ю-0-2 8 проб, Ю-I-1+2 2 пробы, Ю-II-1 16 проб, Ю-III-1 2 пробы, Ю-III-2b 1 проба, Ю-IV-d 1 проба). Из них 32 пробы были исследованы после однократной сепарации проб пластовой нефти и 20 проб были отобраны из устья скважин. На основе результатов анализа представительных проб по углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ продуктивных горизонтов классифицируется как жирный, низкоуглекислый и низкоазотистый. По принятым пробам содержание метана в целом по всем горизонтам изменяется в пределах 44,3-69,1 моль%. Концентрация этана и пропана по всем горизонтам изменяется в диапазоне 12,4-20,9 моль% и 7,46-20,6 моль% соответственно. Неуглеводородная фракция состоит из углекислого газа (от 0,03 до 0,38 моль %) и азота (от 0,15 до 3,97 %). Сероводород в составе растворенного газа по всем горизонтам отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху изменяется в пределах 0,837-1,047. Диапазоны изменения и среднее значения компонентов растворенного газа представлены в таблице 2.3.3. По результатам исследования состав устьевого газа в основном состоит из метана, концентрация которой изменяется в пределах 73,0-96,0 моль%.

Состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа изучены по 10 пробам, по скважинам №1,2,14,92,102 и 415 (5 проб-М-II-4, 3 пробы-М-II-1, 1 проба-Ю-III-1, 1 проба-Ю-IV-d). Из них после «ДПР-2024г» исследованы одна новая глубинная проба и одна рекомбинированная проба по скважине 415 в пределах горизонта М-II-4, по которым проведены полный комплекс исследования. Замеренные параметры пластового газа новым пробам представлены в таблице 2.3.4.

Компонентный состав свободного газа по **горизонту М-II-4**, определенный по 5 пробам в основном состоит из метана, среднее содержание которой составляет 81,9 моль% (табл.2.3.5). Содержание этана и пропана в среднем составляет 9,82 и 3,84 моль%. Неуглеводородная часть компонентов газа представлен углекислым газом (0,10 моль%) и азотом (2,03 моль%). Абсолютная плотность свободного газа в среднем составляет 0,788 кг/м³. Высшая теплотворность газа -10414 ккал/м³.

По **горизонту М-II-1** состав пластового газа определен по двум пробам. Пластовый газ характеризуется с средним содержанием метана 76,2 моль, этана 12,1 моль%, пропана 3,8 моль. Неуглеводородная часть компонентов газа представлен

углекислым газом (0,50 моль%), азотом (3,2 моль%) и сероводородом 1,3 моль%. Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,890.

По горизонту Ю-IV-d состав пластового газа, как и в остальных горизонтах, состоит в основном из метана (80,7 моль%). Содержание этана и пропана составляют 13,2 моль% и моль 3,95 моль% соответственно. Углеводородная фракция состоит из углекислого газа (0,06 моль%) и азота (0,02 моль). Относительная плотность газа по воздуху составляет 0,810. В разведочный период исследования пластового газа по горизонту Ю-IV-d проведено по скважине №14 (инт.перф.2222-2232). Сотрудниками Южно-Казахстанского нефтеразведочного предприятия были проведены промысловые газоконденсатные исследования и отобраны пробы сырого конденсата (в контейнере КЖ-3) и сепарированного газа (в баллоны) Исследование и отбор проб сырого конденсата, отсепарированного газа осуществлены на штуцере 10,1 мм, на одном режиме сепарации.

Лабораторные исследования выполнены газоконденсатным отрядом Опытно-методической партии ИГИРНИГМ (г.Ташкент).

По скважине были замерены нижеследующие промысловые данные:

Пластовое давление	-22,61 МПа.
Пластовая температура	-91°C.
Дебит газа составил	-257 тыс.м ³ /сут.
Дебит конденсата (стабильного)	-123 м ³ /сут.
Давление трубное:	-15,2 МПа,
затрубное:	-16,2 МПа.
Коэффициент усадки	-0,68.
Выход: сырого конденсата	-457 см ³ /м ³ ,
Стабильного конденсата	-311 см ³ /м ³ .

Пробы сырого конденсата подвергались разгазированию на установке АСМ-300 с целью получения газа дегазации и замеров его количества. Компонентный состав газа сепарации и дегазации определялся хроматографическим методом. Результаты этих определений легли в основу расчетов состава пластового газа и потенциального содержания конденсата на пластовый и сухой газ. Потенциальное содержание конденсата в расчете на 1м³ – пластового газа горизонту составили 238 г/м³, сухого газа –250 г/м³ (табл.2.3.6).

Принятые подсчетные параметры нефти и свободного газа по горизонтам в рамках представлены в таблицах 2.3.6 и 2.3.7.

Таблицы 2.3.3 - Состав и свойства растворенного газа

Компонент	Западный Нуралы										Западный Нуралы					Центральный Нуралы				
	М-II-4					М-II-3					Ю-0-2					М-II-1				
	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
	Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до	
N ₂	1	1			0,9	7	9	1,19	3,37	2,47	1	1			1,15	1	1			1,79
CO ₂	1	1			0,08	7	9	0,03	0,28	0,12	1	1			0,12	1	1			0,1
C ₁	1	1			64,8	7	9	44,1	59,5	51,0	1	1			60,8	1	1			57,77
C ₂	1	1			15,60	7	9	14,2	19,4	16,2	1	1			14,79	1	1			12,4
C ₃	1	1			9,88	7	9	12,8	20,6	16,2	1	1			12,78	1	1			15,99
i-C ₄	1	1			1,79	7	9	2	3,5	2,67	1	1			2,277	1	1			3,06
n-C ₄	1	1			3,18	7	9	4,87	7,55	6,26	1	1			4,922	1	1			6,15
i-C ₅	1	1			1,43	7	9	0,16	1,87	1,36	1	1			1,16	1	1			1,1
n-C ₅	1	1			1,50	7	9	1,19	2,48	1,83	1	1			1,26	1	1			1,06
pC ₆						4	4	0,46	1,23	0,85	1	1			0,59					
pC ₇						4	4	0,06	0,47	0,27	1	1			0,15					
pC ₈						3	3	0,02	0,24	0,1										
pC ₉₊						2	2			0,01										
Сумма										100										
Свойства газа																				
Плотность, кг/м ³	1	1			1,108	6	8	1,146	1,39	1,262	1	1			1,121	1	1			1,165
Отн. плотность	1	1			0,920	6	8	0,951	1,154	1,048	1	1			0,931	1	1			0,967

Продолжение таблицы 2.3.3

Компонент	Центральный Нуралы										Центральный Нуралы									
	Ю-0-1					Ю-0-2					Ю-I-1+2					Ю-II-1				
	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
	Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до	
N ₂	1	1			2,25	3	4	1,17	3,97	2,86	1	1			0,88	3	3	0,56	1,35	0,9
CO ₂	1	1			0,08	3	5	0,05	2,23	0,5	1	1			0,14	3	3	0,04	0,12	0,08
C ₁	1	1			62,63	3	5	50,6	63,2	58,2	1	1			56,74	3	3	52,4	62,4	58,4
C ₂	1	1			15,0	3	5	12,9	20,9	17,4	1	1			19,54	3	3	16,06	19,34	17,4
C ₃	1	1			9,55	3	5	9,28	15,16	12,35	1	1			12,76	3	3	11,25	14,42	12,4
i-C ₄	1	1			2,82	3	5	2	4,88	2,74	1	1			1,8	3	3	1,81	2,24	1,97
n-C ₄	1	1			2,93	3	5	0,92	5,63	3,01	1	1			3,64	3	3	4,23	5,67	4,85
i-C ₅	1	1			1,62	3	5	0,31	1,5	1,03	1	1			1,11	3	3	0,98	1,57	1,28
n-C ₅	1	1			1,83	3	5	0,54	1,82	1,16	1	1			1,227	3	3	1,04	1,9	1,5
pC ₆						2	2	0,53	1,37	0,95	1	1			1,003	3	3	0,3	1,37	0,91
pC ₇						2	2	0,38	0,39	0,39	1	1			0,661	3	3	0,05	0,41	0,22
pC ₈						2	2	0,01	0,17	0,09	1	1			0,541	2	2	0,02	0,05	0,035
pC ₉₊						1	1			0,05										
Сумма						1	1			0,04										
Свойства газа																				
Плотность, кг/м ³	1	1			1,116	3	3	1,086	1,180	1,100	1	1			1,168	3	3	1,071	1,23	1,144
Отн. плотность	1	1			0,927	3	3	0,902	0,980	0,970	1	1			0,970	3	3	0,889	1,021	0,95

Продолжение таблицы 2.3.3

Компонент	Центральный Нуралы															
	Ю-III-1					Ю-III-2					Ю-IV-d					
	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение	Среднее значение	Количество		Диапазон изменения		Среднее значение
	Скв.	Проб	от	до		Скв.	Проб	от	до			Скв.	Проб	от	до	
N ₂	2	2	0,41	0,57	0,49	1	1			0,54	0,15	1	1			0,15
CO ₂	2	2			0,13	1	1			0,22	0,38	1	1			0,38
C ₁	2	2	56,2	58,7	57,4	1	1			61,1	67,36	1	1			67,36
C ₂	2	2	17,49	18,53	18,01	1	1			16,82	17,8	1	1			17,8
C ₃	2	2	11,38	12,31	11,85	1	1			11,44	7,46	1	1			7,46
i-C ₄	2	2	1,75	2,02	1,89	1	1			1,692	2,53	1	1			2,53
n-C ₄	2	2	4,65	4,75	4,7	1	1			4,447	1,04	1	1			1,04
i-C ₅	2	2	1,44	1,49	1,47	1	1			1,193	1,34	1	1			1,34
n-C ₅	2	2	1,84	1,88	1,86	1	1			1,496	0,82	1	1			0,82
pC ₆	2	2	1,7	1,73	1,72	1	1			0,941						
pC ₇	2	2	0,44	0,47	0,46	1	1			0,144						
pC ₈	2	2			0,01											
pC ₉₊																
Сумма																
Свойства газа																
Плотность, кг/м³	2	2	1,167	1,203	1,185	1	1			1,113	1,052	1	1			1,052
Отн. плотность	2	2	0,969	0,999	0,984	1	1			0,924	0,873	1	1			0,873

Таблица 2.3.4 - Замеренные параметры пластового газа

Параметры	Ед. изм.	Скв.415. глуб. проба	Скв.415 рек. проба
Горизонт		М-П-4	
Глубина отбора	м	1600	
Пластовая температура исследования	°С	79,0	79,0
Пластовое давление исследования	МПа	16,5	16,5
Давление начала конденсации (точка росы)	МПа	13,8	15,52
Z фактор, (Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа)	---	0,7769	0,811
Плотность газа при пластовом давлении	г/см ³	0,188	0,180
Вязкость газа при пластовом давлении	мПа*с	0,021	0,024
Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³	0,716	0,716
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе	г/м ³	67,7	72,7
Давление истощения пласта	МПа	5,0	5,0
Коэффициент извлечения	%	31,17	33,19

Таблицы 2.3.5 - Состав и свойства свободного газа

№№ п/п	№№ скв	Интервал перфорации, м	Дата отбора	$\frac{P_{пл}}{P_{кр}},$ МПа	$\frac{T_{пл}}{T_{кр}},$ К	Р _{пр}	Т _{пр}	З Коэф. сжим.	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Объемн.коэф.	Содержание,мол %													Плотность <u>абсол.</u>	Относительная плотность	Водород, Н	Кислород, O ₂	Теплотворн. высш., ккал/м ²
											метан	этан	пропан	изо-бутан	норм.бутан	изо-пентан	норм.пентан	гексан	гептан	октан	сероводород	углекислый газ	азот					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	10
Центральный участок																												
Горизонт М - II-1																												
1	2	1820-1827	2001 г	$\frac{17,85}{4,12}$	$\frac{353}{209,9}$	4,33	1,68	0,850	1,176	0,063	70,3	14,2	4,3	0,4	0,2	0,06	0,02	-	-	-	1,4	0,07	6,3	1,086	0,902	0,1	0,1	10239
2	1*	1737-1744	1989 г	$\frac{18,298}{4,51}$	$\frac{347}{250,4}$	4,06	1,38	0,670	1,492	0,048	52,3	23,92	12,17	3	1,55	0,62	0,68	-	-	-		0,3	4,76	1,101	0,914		0,88	12930
3	1	1737-1744	1989 г	$\frac{18,298}{4,64}$	$\frac{347}{216,3}$	3,94	1,6	0,810	1,235	0,058	82,0	10,01	3,27	0,77	0,41	0,13	0,39	-	-	-	1,1	0,84	0,01	1,057	0,878	0,25	0,31	10595
Среднее по горизонт М-II-1											76,2	12,1	3,8	0,6	0,3	0,1	0,2				1,3	0,5	3,2	1,072	0,890	0,18	0,21	10417
Горизонт Ю - III-I																												
4	1*	1869-1874	1989 г	$\frac{19,2}{4,48}$	$\frac{355}{273,3}$	3,82	1,3	0,640	1,562	0,05	41,9	28,34	16,83	4,71	2,45	1,2	1,03	-	-	-		0,21	2,56	1,241	1,030	0,7	0,11	14810
Горизонт Ю - IV-d																												
5	14	2222-2232	1990 г	$\frac{22,92}{4,61}$	$\frac{363}{218,7}$	4,97	1,66	0,860	1,163	0,055	80,7	13,27	3,95	1,21	0,5	0,08	0,07	-	-	-	0,01	0,06	0,02	0,975	0,810	0,11	0,51	10775
Западный участок																												
Горизонт М - II - 4																												
6	102	1706,02-1755	2009 г	$\frac{18,67}{4,6376}$	$\frac{342,0}{206.07}$	-	-	0,812	1,232	0,0051	87,5	8,91	1,76		0,63		0,24				-	0,17	0,79	0,616	0,626	-	-	-
7	92	1715,5-1718 1725-1729	2009 г								79,75	10,69	4,52	0,51	1,06	0,23	0,26	0,19	0,04	0,02		0,1	2,63	0,846	0,702			10471
8		1732,5-1733,5 1735-1736,5	2009 г								80,93	9,5	4,17	0,49	1,05	0,24	0,28	0,23	0,06	0,06		0,06	2,93	0,839	0,696			10356
Среднее значение								0,810		0,005	82,73	9,70	3,48	0,50	0,91	0,24	0,26	0,21	0,05	0,04		0,11	2,12	0,767	0,675			10414

*-непредставительная проба

Таблица 2.3.6 - Расчет состава пластового газа											
Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Газ дебутанизации		C ₅ +в в дебутанизованном конденсате, г/моль	Суммарное содержание газов дегазации, дебутанизации, C ₅ +в, г/моль	Состав сырого конденсата, мол.%	Суммарное содержание газов сепарации, дегазации, дебутанизации, C ₅ +в, г/моль	Состав пластового газа, мол.%
	% моль	г/моль	% моль	г/моль	% моль	г/моль					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Сероводород	0,15	1,5	0,02	0,01						1,51	0,14
Углекислый газ	0,6	6,0	0,16	0,07						6,07	0,56
Азот	0,73	7,3								7,30	0,67
CH ₄	66,29	662,9	62,76	25,73				25,73	30,66	688,63	63,52
C ₂ H ₆	20,49	204,9	16,49	6,76				6,76	8,06	211,66	19,52
C ₃ H ₈	8,98	89,8	11,4	4,67				4,67	5,56	94,47	8,71
i-C ₄ H ₁₀	0,69	6,9	1,76	0,72				0,72	0,86	7,62	0,70
n-C ₄ H ₁₀	1,54	15,4	4,45	1,83				1,83	2,18	17,23	1,59
C ₅ +	0,54	5,4	2,96	1,21			43,0	44,21	52,68	49,61	4,58
Итого:	100,0	1000,1	100,0	41,00	0,0	0,00		83,92	100,0	1084,1	100,0

Плотность газа сепарации, кг/м30,909

Плотность газа сепарации по воздуху0,755

Вязкость газа сепарации, мПа*с0,0117

Потенциальное содержание конденсата в расчете (г/м³):

на 1 м³ пластового газа238,0

на 1 м³ сухого газа249,5

на 1 м³ газа сепарации258,1

Мольная доля газа сепации в пластовом газе0,922

Мольная доля сухого газа в пластовом газе0,954

Молекулярная масса (г/моль)125,1

Таблица 2.3.7 – Утвержденные параметры нефти и газа

Показатели	Ед. изм.	Западный Нуралы		Центральный Нуралы								
		М-П-4	М-П-3	М-П-1 (район.скв7)	М-П-1 (район.скв. 9-32)	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-І-1+2	Ю-П-1	Ю-Ш-1	Ю-Ш-2а+ Ю-Ш-2б	Ю-IV-d
Пластовое давление	МПа	16,96	16,98	17,9	17,4	17,60	17,74	17,97	18,4	18,4	18,6	21,5
Пластовая температура	°С	79,3	80,0	84,0	82,1	82,7	83,0	83,9	84,8	85,5	86,1	96,2
Давление насыщения	МПа	16,8	11,3	15,7	8,75	11,3	15,5	15,2	18,2	15,7	16,4	17,9
Плотность пластовой нефти	г/см³	0,649	0,717	0,706	0,714	0,702	0,654	0,659	0,638	0,674	0,635	0,65
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	0,39	0,99	0,5	0,68	0,74	0,43	0,29	0,36	0,42	0,4	0,45
Стандартная сепарация												
Газосодержание	м³/м³	151,2	98,8	107,9	61,5	101,9	145,3	151,6	171,3	148,2	183,8	167,0
	м³/т	185,8	118,4	134,7	75,2	124,0	177,7	188,2	211,7	183,9	228,5	215,2
Объемный коэффициент	д.е	1,517	1,336	1,44	1,203	1,334	1,505	1,489	1,555	1,462	1,588	1,520
Пересчетный коэффициент	д.е	0,659	0,749	0,694	0,832	0,750	0,664	0,672	0,643	0,684	0,630	0,658
Плотность сепарированной нефти	г/м³	0,832	0,834	0,806	0,821	0,822 (0,800 скв.4)	0,814	0,804	0,810	0,806	0,805	0,806
Плотность газа	кг/м³	1,007	1,262	1,165	1,165	1,116	1,098	1,168	1,070	1,181	1,113	1,052
Содержание компонентов в газовой фазе												
С ₂	г/м³	195,1	202,7	155,1	155,1	187,6	217,0	244,4	218,0	225,3	210,2	222,5
С ₃	г/м³	181,2	296,8	293,3	293,3	175,2	226,5	234,0	227,1	216,8	209,4	136,5
ΣС ₄	г/м³	120,2	215,7	222,7	222,7	139,0	139,0	131,5	165,0	159,4	148,4	86,3
Содержание в сепарированной поверхностной нефти												
Сера	% масс.	0,13	0,28	0,17	0,17	0,2	0,11	0,03	0,21	0,03	0,02	0,15
Парафины	% масс.	13,45	15,81	13,5	13,5	14,05	14,8	2,9	13,1	5,59	13,81	7,49

Таблица 2.3.8 – Утвержденные параметры свободного газа

Горизонт	Район.скв.	Пластовое давление, МПа		Пластовая температура, °С	Поправка на температуру, д.ед.	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	
		начальное	конечное			начальная	конечная
М-П-4	Залежь скв.69 и 92	16,4	1	79,0	0,832	1,282	1
	Залежь скв.415 и 416	16,5	1	79,0	0,832	1,287	1
М-П-3		16,5	1	79,0	0,832	1,232	1
М-П-1		17,3	1	81,6	0,826	1,205	1
Ю-0-1		17,5	1	82,4	0,824	1,163	1
Ю-0-2		17,6	1	82,6	0,824	1,163	1
Ю-І-1+2		17,8	1	83,4	0,822	1,163	1
Ю-П-1		18,3	1	85,0	0,818	1,163	1
Ю-ІІ-І		18,4	1	85,3	0,818	1,163	1
Ю-ІІІ-2а		18,6	1	86,0	0,816	1,163	1
Ю-ІІІ-2б		18,6	1	86,0	0,816	1,163	1
Ю-ІV		21,4	1	95,9	0,794	1,163	1

Физические свойства и химический состав подземных вод

Физико-химический состав пластовых вод месторождения Нуралы изучены по анализам 25 представительных проб воды.

Из продуктивного горизонта М-П было отобрано на анализ 9 проб, из юрских продуктивных горизонтов (Ю-0, Ю-І, Ю-П, Ю-ІІІ, Ю-ІV) было отобрано в общем количестве 16 проб воды. Также по результатам лабораторных исследований было выявлено несколько непредставительных проб воды (гор. М-П – 1 проба, Ю-0 – Ю-ІV – 6 проб, РZ – 1 проба). Основанием послужила низкая общая минерализация воды, которая нехарактерна по сравнению с анализами вод, отобранных из тех же горизонтов.

Результаты химического состава вод и содержание микрокомпонентов в пластовой воде приведены в таблицах 2.3.9, 2.3.10.

Пластовые воды продуктивных горизонтов по классификации общей минерализации относятся к слабым и средним рассолам хлоркальциевого типа.

Пластовые воды меловых отложений продуктивного горизонта **М-П** представляют собой слабые и средние рассолы хлоркальциевого типа. Общая минерализация вод меняется от 47 (гор. М-П-1) до 94,6 г/дм³ (гор. М-П-4), в среднем составляя 68 г/дм³. Удельная плотность вод при 20°С меняется в диапазоне от 1,030 до 1,064 г/см³. рН среда вод меняется от слабокислых – 5,1 до щелочных – 7,7. Общая жесткость воды достигает до 370,1 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации вод (r_{Na^+/rCl^-}) составляет 0,71 - 0,93. Воды средней сульфатности, коэффициент ($r_{SO_4^{2-}100/rCl^-+rSO_4^{2-}}$) в среднем равен 3.

Пластовые воды юрских отложений, горизонта **Ю-0** охарактеризованы анализами 9 проб воды. Воды являются средними рассолами хлоркальциевого типа, общая минерализация вод в среднем равна 81,7 г/дм³ при диапазоне изменения от 52,6 до 106

г/дм³. Удельная плотность воды при 20°C в среднем равна 1,051 г/см³. Общая жесткость воды достигает до 630 мг-экв/дм³, рН среда вод меняется от кислой – 5,7, до щелочной – 7,6. Воды метаморфизованные, коэффициент метаморфизации вод (rNa^+/rCl^-) составляет 0,60-0,90. Коэффициент сульфатности вод ($rSO_4^{2-}-100/rCl^-+rSO_4^{2-}$) составляет 0,32-2,94.

Пластовые воды горизонта **Ю-I** представлены анализами 2-х проб воды. Общая минерализация равна 86,7 - 92,8 г/дм³, удельная плотность воды при 20°C равна 1,045 - 1,052 г/см³. Воды жесткие, общая жесткость воды достигает до 475 мг-экв/дм³, рН среда вод равна 5,7-6,9. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) составляет 0,72 - 0,82. Коэффициент сульфатности вод ($rSO_4^{2-}-100/rCl^-+rSO_4^{2-}$) составляет 0,93.

Воды горизонта **Ю-II** характеризуются 2 пробами воды. Минерализация воды равна 78,8-87,7 г/дм³, плотность 1,025 – 1,055 г/см³. Жесткость воды достигает до 370 мг-экв/дм³, рН среда равна 6,3-6,8. Коэффициент метаморфизации вод (rNa^+/rCl^-) составило 0,77 – 0,82. Коэффициент сульфатности вод ($rSO_4^{2-}-100/rCl^-+rSO_4^{2-}$) составляет 1,154-1,32.

Воды горизонта **Ю-III-2** исследованы по анализу 1 пробы воды. Общая минерализация пластовых вод равна 99,2 г/дм³. Удельная плотность вод при 20°C составляет 1,060 г/см³. рН среда вод равна 4,8, общая жесткость вод достигает до 430 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации вод (rNa^+/rCl^-) составляет 0,76. Коэффициент сульфатности вод ($rSO_4^{2-}-100/rCl^-+rSO_4^{2-}$) составляет 0,71.

Пластовые воды горизонта **Ю-IV** охарактеризованы 3 анализами проб воды. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 80,5 до 95,5 г/дм³, в среднем составляя 87,4 г/дм³. Плотность вод варьирует от 1,050 до 1,061 г/см³. рН среда вод равна 4,7-7,1. Величина общей жесткости воды достигает до 830 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации вод (rNa^+/rCl^-) составляет 0,52-0,90. Коэффициент сульфатности вод ($rSO_4^{2-}-100/rCl^-+rSO_4^{2-}$) составляет 0,7 - 5,98.

Микрокомпонентный состав пластовых вод представлен содержанием брома: по горизонту М-II от 100 до 180 мг/л, по горизонтам Ю-0 – Ю-III значение брома в пробах вод представлено промышленным содержанием от 100 до 500 мг/л; по горизонту Ю-IV от 45 до 100 мг/л. Содержание йода в пластовых водах всех горизонтов незначительное: по горизонту М-II от 1 до 3,2 мг/л, по горизонтам Ю-0 – Ю-III от 0,5 до 4 мг/л, по горизонту Ю-IV от 0,8 до 4,4 мг/л. Содержание фтора от 0,6 - 1,2 мг/л по горизонту М-II до 0,3 - 2,8 мг/л по горизонтам Ю-0 – Ю-III.

В целом по району пластовые воды альб-сеномана и сенона пригодны для орошения, водоснабжения пастбищного животноводства, для питьевых целей не рекомендуются из-за повышенного содержания фтора. Пластовые воды альб-сеномана используются для поддержания пластового давления (месторождение Кумколь).

Таблица 2.3.9 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ пп	№ скв.	Интервал опробования, м	Горизонт	Плотность при 20°С, г/см ³	pH	Содержание ионов, мг/дм ³ , мг-экв/дм ³ , %экв						Общая минерализация, мг/дм ³	Общая минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициент метаморфизации				Тип воды по Сулину
						HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				rNa ⁺ rCl ⁻	rCa ²⁺ rMg ⁻	rCl ⁻ -rNa rMg ⁺²	rSO ₄ ²⁻ 100 rSO ₄ ²⁻ +rCl	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
М-II																			
1	17	1838-1842	М-II-1	1,06	5,1	60,1 1,0 0,0	1406 29,2 1,1	44020 1241 49	5611 280,0 11,0	730 60,0 2,4	21605 940 37	73432,1 2551 100	73,4	340	0,76	4,67	5,03	2,30	ХК
2	21	1848-1853	М-II-1	1,05	7,7	354 5,8 0,3	62 1,3 0,1	30885 871,0 49,2	2204 110,0 6,2	608 50,0 2,8	16822 731,8 41,3	50935 1769,8 100,0	50,9	160	0,84	2,20	2,79	0,15	ХК
3	224	1823-1830	М-II-1	1,03	6,1	73,2 1,2 0,1	2797,8 58,2 3,6	26301,4 741,7 46,3	1669,4 83,3 5,2	324,1 26,6 1,7	15872,8 690,5 43,1	47038,72 1601,5 100,0	47,0	110	0,93	3,13	1,92	7,28	ХК
4	10	1783-1859	М-II-3		6,7	146 2,4 0,1	960 20,0 0,8	43488 1226,4 48,5	5210 260,0 10,3	304 25,0 1,0	22847 993,8 39,3	72955 2527,5 100,0	72,9	285	0,81	10,40	9,30	1,60	ХК
5	26	1761-1767	М-II-3	1,052	7,5	238 3,9 0,2	1138 23,7 1,2	33725 951,0 48,5	5110 255,0 13,0	668 54,9 2,8	15488 673,7 34,3	56367 1962,2 100,0	56,3	310	0,71	4,64	5,05	2,43	ХК
6	26	1761-1767	М-II-3	1,057	7,7	146 2,4 0,1	4987 103,7 5,2	31595 891,0 44,6	5311 265,0 13,3	790 64,9 3,2	15465 672,7 33,6	58294 1999,8 100,0	58,3	330	0,76	4,08	3,36	10,43	ХК
7	107		М-II-3	1,054	6,3	120,2 1,97 0,07	505,1 10,51 0,38	48594,4 1370,36 49,46	6144,7 306,62 11,07	305,67 25,13 0,91	24283,5 1056,33 38,12	79953,58 2770,92 100,00	80,0	332	0,77	12,20	12,50	0,76	ХК
8	70		М-II-3	1,05	6,5	314,2 5,15 0,19	744,6 15,49 0,57	47361,1 1335,58 49,17	5440,4 271,47 9,99	254,3 20,90 0,77	24548 1067,84 39,31	78662,6 2716,44 100,00	78,7	292	0,80	12,99	12,81	1,15	ХК
9	215	1730-1747	М-II-4	1,064	7,4	102,5 1,68 0,05	515,81 10,73 0,33	57569,4 1623,46 49,55	6856,8 342,16 10,44	339,5 27,91 0,85	29206,4 1270,48 38,78	94590,43 3276,41 100,00	94,6	370	0,78	12,26	12,65	0,66	ХК
ИТОГО сред по мелу:				1,052	6,8	172,7	1457,4	40393,3	4839,7	480,4	20682,0	68025,4	68,0	281,0	0,79			3,0	
Ю-0																			
10	4	1780-1787	Ю-0-1			165 2,7 0,1	768 16,0 0,6	48400 1364,9 49,1	5912 295,0 10,6	304 25,0 0,9	24716 1075,1 38,7	80265 2778,7 100,0	80,2	320	0,79	11,81	11,59	1,16	ХК
11	17	1890-1904	Ю-0-2	1,065	6,7	24 0,4 0,0	2117 44,0 1,5	51475 1451,6 48,4	11022 550,0 18,3	973 80,0 2,7	20070 873,0 29,1	85681 2999,0 100,0	85,7	630	0,60	6,88	7,23	2,94	ХК
12	4	1809-1820	Ю-0-2	1,051	5,7	49 0,8 0,0	240 5,0 0,2	54315 1532 50	6914 345 11	669 55 2	26204 1140 37	88391 3077 100	88,4	400	0,74	6,27	7,12	0,32	ХК
13	9	1855-1860	Ю-0-2	1,034	7,5	177 2,9 0,2	192 4,0 0,2	31950 901 50	2886 144 7,9	146 12 0,7	17275 751 41	52626 1815 100	52,6	156	0,83	12,00	12,46	0,44	ХК
14	9	1889-1897	Ю-0-2	1,035	7,6	110 1,8 0,1	480 10,0 0,6	28400 801 49	2004 100 6,1	122 10 0,6	16582 721 44	47698 1644 100	47,7	110	0,90	9,97	7,93	1,23	ХК

Продолжение таблицы 2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	9	1889-1897	Ю-0-2	1,035	7,24	110 1,8 0,1	1680 34,9 1,4	41180 1161 48	3808 190 7,9	657 54 2,2	22368 973 40	69803 2415 100	69,8	244	0,84	3,52	3,49	2,92	ХК
16	2	1868-1875	Ю-0	1,060	6,55	183 3,0 0,1	624 13,0 0,4	50609 1427 49	6252 312 11	292 24 0,8	25572 1112 38	83532 2892 100	83,7	336	0,78	13,00	13,12	0,90	ХК
17	2	1868-1875	Ю-0	1,067	6,8	287,9 4,72 0,33	536,3 11,2 0,78	64051 1806,2 126,0	7447,9 371,6 25,9	303,19 24,9 1,7	32953,6 1433,5 100,0	105579,8 3652,2 255	105,6	397	0,79	14,91	14,96	0,61	ХК
18	152		Ю-0	1,063	6,9	317,2 5,20 0,43	600,2 12,48 1,04	51977,7 1465,77 122,49	6910 344,81 28,81	358,2 29,44 2,46	27509 1196,64 100,00	87672,18 3054,35 255,24	87,7	374	0,82	11,71	9,14	0,84	ХК
ИТОГО сред по Ю-0:				1,051	6,9	158,1	804,2	46928,6	5906,2	424,9	23694,4	77916,4	81,7	329,6	0,79			1,26	
Ю-I																			
19	1	1827-1830	Ю-I	1,052	6,9	281 5 0,2	671 14 0,5	52300 1475 49	5271 263 8,8	328 27 0,9	27850 1211 40	86701 2995 100	86,7	290	0,82	9,76	9,77	0,94	ХК
20	4	1838-1852	Ю-I	1,045	5,7	73 1 0,0	720 15 0,5	56800 1602 49	7916 395 12,2	973 80 2,5	26338 1146 35	92820 3239 100	92,8	475	0,72	4,94	5,70	0,93	ХК
ИТОГО сред по Ю-I:				1,049	6,3	177,0	695,5	54550,0	6593,5	650,5	27094,0	89760,5	89,8	382,5	0,77			0,93	
Ю-II																			
21	5	1863-1866	Ю-II	1,055	6,3	98 1,6 0,1	960 20,0 0,7	53073 1497 49	6613 330 11	486 40 1,3	26467 1151 38	87697 3039 100	87,7	370	0,77	8,26	8,64	1,32	ХК
22	31		Ю-II	1,052	7,2	298,9 4,90 0,45	744,4 15,48 1,41	47356,7 1335,46 121,34	4849,6 241,99 21,99	245,7 20,19 1,83	25300,4 1100,57 100,00	78795,59 2718,60 247,02	78,8	262	0,82	11,98	11,63	1,15	ХК
ИТОГО по Ю-II:				1,054	6,8	198,5	852,2	50214,9	5731,3	365,8	25883,7	83246,3	83,2	316,1	0,80			1,23	
Ю-III																			
23	1	1881-1892	Ю-III-2	1,060	4,8	12 0,2 0,0	584 12,1 0,4	60447 1704,6 49,5	7976 398,0 11,6	389 32,0 0,9	29763 1294,7 37,6	99171 3441,6 100	99,2	430	0,76	12,45	12,82	0,71	ХК
Ю-IV																			
24	6	2457-2557	Ю-IV-d - PZ		6,7	85 1,39 0,05	4320 89,86 2,99	50055 1411,55 46,94	10421 520,01 17,29	1459 119,93 3,99	19866 864,17 28,74	86206 3006,91 100,00	86,2	640	0,61	4,34	4,56	5,98	ХК
25	19	2157-2162	Ю-IV-d	1,061	7,1	49 0,80 0,03	461 9,59 0,35	48570 1369,67 49,40	2806 140,02 5,05	182 14,96 0,54	28456 1237,84 44,64	80524 2772,88 100,00	80,5	155	0,90	9,36	8,81	0,70	ХК
26	19	2147-2151	Ю-IV-d	1,05	4,65	37 0,61 0,02	1393 28,97 0,86	58500 1649,70 49,09	14930 745,01 22,17	1038 85,32 2,54	19567 851,16 25,33	95465 3360,78 100,00	95,5	830	0,52	8,73	9,36	1,73	ХК
ИТОГО сред по Ю-IV:				1,056	6,2	57,0	2058,0	52375,0	9385,7	893,0	22629,7	87398,3	87,4	541,7	0,68			2,8	

Продолжение таблицы 2.3.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Непредставительные пробы																			
1	21	1848-1853	М-II-1	1,05	7,4	3,6 0,06 0,07	22,9 0,48 0,57	1100 31,02 37,00	180 8,98 10,71	40 3,29 3,92	920 40,02 47,73	2266,5 83,85 100,00	2,27	12,3	1,29	2,73	18,89	1,5	ГН
2	4	1692-1708, 1746-1753	М-II-1	1,03	6,9		15,88 0,33 0,34	1297,8 36,60 37,71	331,5 16,54 17,05	20 1,64 1,69	963,81 41,93 43,20	2628,99 97,04 100,00	2,63	18,2	1,15	10,06	16,13	0,9	ГН
3	7	2050-2056	Ю-I		8	207 3,39 0,17	217 4,51 0,22	35145 991,09 49,40	4409 220,01 10,97	486 39,95 1,99	17181 747,37 37,25	57645 2006,33 100,00	57,6	260	0,75	5,51	6,10	0,45	ХК
4	5	1806-1825	Ю-I	1,04	9,8	12 0,20 0,01	3360 69,89 3,24	34435 971,07 45,01	1202 59,98 2,78	122 10,03 0,46	24048 1046,09 48,49	63179 2157,25 100,00	63,2	70	1,08	5,98	1,07	6,7	ГН
8	409		Ю-II	1,04	6,3	372,1 6,10 0,75	882,24 18,35 2,24	35998,8 1015,17 123,94	3463 172,80 21,10	190,96 15,70 1,92	18829,5 819,08 100,00	59736,59 2047,20 249,94	59,7	188	0,81	11,01	12,49	1,78	ХК
5	19	2147-2151	Ю-IV-d	1,061	7,9	61 1,00 0,05	657 13,67 0,74	32305 911,00 49,08	4208 209,98 11,31	243 19,97 1,08	16100 700,35 37,73	53574 1855,97 100,00	53,6	230	0,77	10,51	10,55	1,48	ХК
6	19	2078-2086	Ю-IV-k		6,5	183 3,00 0,16	5371 111,72 6,07	28400 800,88 43,55	1002 50,00 2,72	182 14,96 0,81	19734 858,43 46,68	54872 1838,99 100,00	54,9	65	1,07	3,34	0,52	12,2	СН
7	14	2280-2290; 2267-2272	PZ	1,044	6,55	207 3,39 0,15	36 0,75 0,03	39050 1101,21 49,21	8772 437,72 19,56	973 79,98 3,57	14128 614,57 27,47	63166 2237,63 100,00	63,2	518	0,56	5,47	6,08	0,07	ХК

Таблица 2.3.10 - Содержание микрокомпонентов и микроэлементов в пластовых водах

№скв	Интервал опробования	I	F	B	Br	Li	Rb	Cs	Sr
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Горизонт М-II									
17	1838-1842	3,2	12	10	180				
17	1848-1853	1	0,6	2	100				
70					156,8	2,0			206,0
215					181,0	2,8			332,0
107					168,7	2,7			258,2
Горизонт Ю-0 – Ю-II									
4	1809-1820	2,5	0,8		275				
	1827-1830	4	2,8	5,5	205	0,2	<0.02	20,1	148
17	1890-1904	1	0,8	2	500				
9	1855-1860		0,3	2					
9	1889-1897		0,5		125				
4	1838-1852		1		225				
5	1806-1825	0,5	0,6		100				
5	1863-1866		0,7		275				
409					113,0	2,8			148,8
31					152,3	3,5			208,5
2					218,3	4,1			338,6
152					199,9	4,0			313,9
Горизонт- Ю-III									
1	1881-1892	1,8	55	6	221	5	0,3	<0.05	38,5
7	2050-2056		0,1						
Горизонт- Ю-IV									
19	2147-2151	0,8	0,6	7	85				
		1,3	1,4	10	45				
14	2280-2290	4,4	1,3		100				
19	2157--2162	1,4	1,1	3	45				

2.4 Физико-гидродинамические характеристики

В целях прослеживания миграции флюидов в коллекторе на физических моделях продуктивного пласта проводятся экспериментальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительной фазовой проницаемости, капиллярного давления и смачиваемости пород.

В данном подразделе анализируются специальные исследования по скважинам №№1, 2, 5 (Лаборатория физики пласта ЮКНРЭ, пос. Нефтеразведка ЮКО), 31 («Core Laboratories», г.Абердин, Великобритания), 31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400 (ТОО «Везерфорд-КЭР», г.Актау), 404, 413, 417, 500 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»).

В таблице 2.4.1 представлен комплекс специальных исследований и количество использованных образцов.

Таблица 2.4.1 - Объём специальных исследований на керне

Изучаемая характеристика	Год выполнения	Меловые отложения		Юрские отложения		Компания, проводившая опыт
		скв.	кол-во опытов	скв.	кол-во опытов	
Анализ вытеснения нефти водой	2002г	№1	3 обр. (1 модель)	№№2, 5	6 обр. (2 модель)	Лаборатория физики пласта ЮКНРЭ, пос. Нефтеразведка ЮКО
Оценка смачиваемости методом USBM	2004г	-	-	№31	2 обр.	«Core Laboratories», г. Абердин, Великобритания
Капиллярное давление методом высокоскоростной центрифуги с вытеснением рассола воздухом (первичное дренирование)		-	-		5 обр.	
Капиллярное давление методом высокоскоростной центрифуги с вытеснением нефти рассолом (пропитка) и с вытеснением рассола нефтью (вторичное дренирование)		-	-		5 обр.	
Фазовая проницаемость при нестационарной фильтрации нефти и газом		-	-		5 обр.	
Фазовая проницаемость при стационарной фильтрации нефти и водой		-	-		5 обр.	
Получение кривых капиллярного давления методом центрифугирования в системе Вода-Нефть при пластовых условиях	2014г, 2016г	-	-	№№500, 404	16 обр.	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Определение относительной проницаемости в системе нефть-вода методом неустановившегося режима, при пластовом давлении		-	-		12 моделей из 17 образцов	
Определение смачиваемости методом Амотта		-	-		4 обр.	
Жидкостная экструзионная порометрия		-	-		53 обр.	
Капиллярное давление методом центрифугирования	2014г	№№53, 71	2 обр.	№№31, 32, 78, 81, 151, 400	7 обр.	ТОО «Везерфорд-КЭР», г.Актау
Относительная фазовая проницаемость методом центрифугирования			2 обр.		8 обр.	
Относительная фазовая проницаемость методом заводнения			2 обр.		7 обр.	
Вытеснение нефти водой			2 обр.		9 обр.	
Смачиваемость пород			10 обр.		28 обр.	
Ртутная порометрия			2 обр.		7 обр.	
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны						
Кривые капиллярного давления	2019г	-	-	№413	15 обр.	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода		-	-		10 обр.	
Коэффициент вытеснения нефти водой		-	-		10 обр.	
Определение смачиваемости методом Амотта		-	-		5 обр.	
Кривые капиллярного давления	2022г	№417	12	-	-	Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»
Относительная фазовая проницаемость в системе нефть-вода			12	-	-	
Коэффициент вытеснения нефти водой			12	-	-	
Определение смачиваемости методом Амотта			12	-	-	

Анализ вытеснения нефти водой. Коэффициент вытеснения нефти определялся по 40 образцам (скв. №№1, 2, 5, 31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400, 413, 417), из которых были скомпонованы 34 модель пласта.

Результаты, приведенные в таблице 2.4.2, показали достаточно высокие значения коэффициента вытеснения нефти для высокопроницаемых коллекторов горизонтов Ю-0-2 и Ю-II, где он колеблется от 0,78 до 0,82 доли ед., при этом, несмотря на единичные определения, подтверждается зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости. Для горизонта М-II-1 исследовались слабопроницаемые породы, о чём свидетельствует высокое значение остаточной водонасыщенности и очень низкий коэффициент вытеснения нефти водой равный 0,24 доли ед.

Таблица 2.4.2 - Расчетные величины коэффициентов вытеснения нефти

№ скв.	№ мод.	№ лабор. обр.	Горизонт	Интервал отбора, м		Литология	Открытая пористость, %	Газопроницаемость, мД	Остаточная водонасыщенность, %	Коеф. вытеснения нефти, доли ед.
				Кровля	Подопла					
1	1	2031	М-II-1	1743	1749,7	Алевролит	16,6	1,54	93	0,24
		2034	М-II-1	1743	1749,7		19,7	2,8	86	
		557	М-II-1	1550	1558		15,9	15,36	72	
2	1	2944	Ю-0-2	1859	1867	Песчаник	22,6	488,9	34	0,82
		2963	Ю-0-2	1867	1875		22,9	855	22	
		2979	Ю-0-2	1875	1884		23,2	816	24	
5	1	3768	Ю-II	1854,5	1864	Песчаник	25,7	997,3	25	0,78
		3769	Ю-II	1854,5	1864		25,0	350	30	
		3770	Ю-II	1854,5	1864		25,8	1169,2	20	
31	1	A3	Ю-III-2	1917,78	-	Песчаник	24,8	1105	-	0,98
	2	A9	Ю-0-2	1778,62	-		24,4	101	-	0,98
32	1	B2	Ю-0-2	1879,71	-		23,9	658	-	0,64
53	1	C6	М-II-3	1765,77	-	Гравелит	14,8	604	-	0,88
71	1	D3	М-II-3	1740,56	-		17,9	680	-	0,79
78	1	E3	Ю-II	1833,77	-	Алевролит	22,7	44,9	-	0,99
81	1	F4	Ю-0-1	2047,03	-	Песчаник	28,7	454	-	0,82
151	1	G3	Ю-I	1889,52	-		25,3	299	-	0,73
400	1	H3	Ю-IV-d	2236,72	-		16,4	19,8	-	0,68
413	2	18J03H	Ю-IV-d	2242,44	-	Песчаник	12,58	1,660	62,8	0,512
	4	19J02H	Ю-IV-d	2243,59	-		10,21	6,010	52,3	0,584
	5	19J03H	Ю-IV-d	2243,72	-		17,66	10,40	43,3	0,624
	8	20J05H	Ю-IV-d	2244,57	-		16,36	11,60	44,0	0,653
	11	21J01H	Ю-IV-d	2245,06	-		12,58	7,13	49,0	0,630
	13	21J04H	Ю-IV-d	2245,35	-		13,34	7,62	46,9	0,595
	14	21J07H	Ю-IV-d	2245,84	-		11,72	1,16	65,3	0,496
	16	22J02H	Ю-IV-d	2246,26	-		10,85	2,02	62,4	0,517
	18	22J05H	Ю-IV-d	2246,65	-		8,91	2,79	57,8	0,520
	20	22J07H	Ю-IV-d	2246,88	-		10,30	1,08	65,6	0,494
417	1	01K02H	М-II-4	1733,93	-	Песчаник	20,21	322,79	14,6	0,651
	2	01K04H	М-II-4	1734,33	-		21,38	247,88	11,9	0,622
	3	02K03H	М-II-4	1735,38	-		22,72	389,21	17,9	0,755
	4	03K03H	М-II-4	1736,31	-		23,57	274,12	15,5	0,669
	5	04K02H	М-II-4	1736,95	-		18,7	106,98	23,8	0,592
	6	05K02H	М-II-3	1737,83	-		20,69	241,43	12,7	0,667
	7	07K01H	М-II-3	1740	-		16,22	14,98	40,5	0,518

8	08K03H	М-II-3	1741,2	-		13,05	23,85	38,7	0,507
9	12K01H	М-II-3	1744,66	-		19,62	141,12	25,4	0,686
10	15K02H	М-II-3	1748,05	-		14,24	15,89	43	0,53
11	19K02H	М-II-3	1752,32	-		14,05	5,17	50,2	0,426
12	20K03H	М-II-3	1753	-		4,75	5,2	49,9	0,395

Оценка смачиваемости. С целью определения смачиваемости пород месторождения, применен метод центробежного самовпитывания (USBM) на образцах керна скважины №31 из горизонта Ю-II (таблица 2.4.3).

Таблица 2.4.3 - Результаты испытания смачиваемости методом USBM

№ образца	6120B	7310B
Скважина	31	31
Горизонт	Ю-II	Ю-II
Глубина, м	1858,83	1905,37
Состояние образца	очищенный	очищенный
Основные параметры тестируемых образцов		
Проницаемость, мД	1748	244
Пористость, доли ед.	0,242	0,186
Остаточная водонасыщенность, доли ед.	0,155	0,15
Индекс смачиваемости по USBM (до 10 psi)*	-0,168	-0,216
	смачиваемый нефтью	смачиваемый нефтью

*Примечание: смачиваемость при показателях по USBM больше 0 – образцы, смачиваемые водой, при показателях по USBM равной 0 – образцы нейтрально смачиваемые, при показателях по USBM меньше 0 – образцы смачиваемые нефтью.

Пористости проб составляют 0,242 и 0,186 доли ед., проницаемости составляют 1748 мД и 244 мД, насыщенности связанной воды составляют 0,155 и 0,150 доли ед., получены показатели по USBM -0,168 и -0,216, следовательно, образцы характеризуются как смачиваемые нефтью (гидрофобные). Образцы, исследованные на смачиваемость показали гидрофильный тип (табл. 2.4.4-2.4.5).

Таблица 2.4.4 - Результаты определения смачиваемости методом центрифугирования (Везерфорд-КЭР)

№ скв.	Гор.	№ обр.	Глубина отбора, м	Проницаемость, мД		Пористость, доли ед.	Поровый объем, см ³	Плотность зерен, г/см ³	Смачиваемость	
				по газу	Клинке нберг				Индекс	Тип
31	Ю-III-2	A1x	1917,73	1121	1067	0,226	13,4	2,62	0,59	гидрофильный
31	Ю-0-2	A9	1778,62	113	101	0,222	12,9	2,65	0,94	гидрофильный
32	Ю-0-2	B5x	1881,30	303	279	0,232	13,7	2,67	0,11	гидрофильный
53	М-II-3	C6	1765,77	642	604	0,148	8,3	2,67	0,11	гидрофильный
71	М-II-3	D6	1752,28	97,7	86,3	0,136	7,8	2,67	0,53	гидрофильный
78	Ю-I	E1x	1833,74	7,51	5,73	0,156	9,2	2,68	0,27	гидрофильный
81	Ю-0-1	F5x	2047,13	706	665	0,261	15,5	2,65	-0,05	нейтральный
151	Ю-I	G3s	1889,6	303	279	0,217	13,0	2,70	0,57	гидрофильный
151	Ю-I	G3x	1889,78	267	245	0,243	11,5	2,68	0,72	гидрофильный
151	Ю-I	G5x	1892,79	381	353	0,195	11,5	2,68	1,22	гидрофильный

Таблица 2.4.5 - Результаты определения смачиваемости на образцах керна методом по Амотту (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)

№ обр.	Интервал, м	Горизонт	Вытеснение водой		Вытеснение нефтью		Показатель смачиваемости Амотта	
			Самопр оизволь ное	Прину дитель ное	Самопро извольн о	Принуд ительно		
			выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход нефти, мл	выход нефти, мл		
Скважина №404								
15J04H	1836,67	Ю-0-1	0,49	1,80	0,45	4,00	0,16	гидрофильная
18J01V	1839,03	Ю-0-1	0,46	1,44	0,37	3,31	0,21	гидрофильная
Скважина №413								
18J01H	2242,22	Ю-IV-d	0,40	1,38	0,45	4,03	0,18	гидрофильная
19J03H	2243,72	Ю-IV-d	1,16	3,86	0,70	6,27	0,19	гидрофильная
20J01H	2244,06	Ю-IV-d	0,60	1,99	0,49	4,38	0,19	гидрофильная
20J06H	2244,70	Ю-IV-d	0,90	3,23	0,65	5,88	0,17	гидрофильная
21J08H	2245,94	Ю-IV-d	0,63	2,11	0,54	4,83	0,19	гидрофильная
Скважина №417								
01K02H	1733,93	М-II-4	1,77	6,58	0,69	6,18	0,16	гидрофильная
01K04H	1734,33	М-II-4	2,23	6,88	0,69	6,20	0,21	гидрофильная
02K03H	1735,38	М-II-4	1,95	7,04	0,88	7,88	0,17	гидрофильная
03K03H	1736,31	М-II-4	2,36	7,42	0,84	7,49	0,21	гидрофильная
04K02H	1736,95	М-II-4	1,61	5,28	0,63	5,60	0,19	гидрофильная
05K02H	1737,83	М-II-4	1,98	6,78	0,71	6,41	0,18	гидрофильная
07K01H	1740,00	М-II-3	1,07	3,59	0,56	5,03	0,19	гидрофильная
08K03H	1741,20	М-II-3	0,90	2,98	0,44	3,98	0,19	гидрофильная
12K01H	1744,66	М-II-3	1,54	5,62	0,74	6,62	0,16	гидрофильная
15K02H	1748,05	М-II-3	0,94	3,04	0,52	4,60	0,20	гидрофильная
19K02H	1752,32	М-II-3	0,85	2,59	0,50	4,43	0,22	гидрофильная
20K03H	1753,00	М-II-3	0,26	0,92	0,16	1,47	0,17	гидрофильная
Скважина №500								
24J01H	1927,55	Ю-I	0,24	0,83	0,22	2	0,17	гидрофильная
25J03H	1929,22	Ю-I	0,2	0,6	0,2	1,82	0,22	гидрофильная

Капиллярное давление. Измерения капиллярного давления методом высокоскоростной центрифуги с вытеснением рассола воздухом было произведено на 5 образцах керна скважины №31 в 2004 году в лаборатории «Core Laboratories» г.Абердин (табл. 2.4.6).

Таблица 2.4.6 - Результаты кривых капиллярного давления (скв. 31)

№ обр.:	1200В	1270В	4060В	6120В	7310В
Глубина, м:	1783,06	1785,09	1840,41	1858,83	1905,37
Горизонт	Ю-0-2	Ю-0-2	Ю-II	Ю-II	Ю-III
Кпр при 2,67 МПа вышележ.давл, *10 ⁻³ мкм ²	22	761	227	1748	244
Пористость по гелию при атм, доли ед.:	0,235	0,273	0,207	0,242	0,186
Начальная насыщенность	1	1	1	1	1
Метод центрифугирования Рс	Хаслер-Бруннер				
Капиллярное давление, МПа	Водонасыщенность на торцевой поверхности, доли ед. Vp				
0	1	1	1	1	1
0,007	0,945	0,38	0,565	0,403	0,872
0,013	0,811	0,341	0,489	0,343	0,635
0,027	0,696	0,306	0,423	0,292	0,462
0,053	0,597	0,275	0,366	0,248	0,336
0,107	0,512	0,247	0,316	0,211	0,245

0,234	0,44	0,219	0,269	0,176	0,171
0,427	0,377	0,199	0,237	0,153	0,13
0,801	0,328	0,181	0,208	0,132	0,097
1,20	0,3	0,17	0,191	0,12	0,081
<i>*измеренная средняя S_{wi}, доли ед.</i>	0,398	0,205	0,241	0,155	0,15
Прим.: Образец 1200В разрушился во время испытания. Кривая капиллярного давления воздух-вода возможно некорректная.					

Образцы обладают пористостью от 0,186 до 0,273 доли ед., проницаемостью от 22 до 1748 мД. По результатам анализа остаточная водонасыщенность при максимальном давлении $\approx 1,2$ МПа (180 psi) для образцов с проницаемостью от 227 до 1748 мД, изменяется от 0,150 до 0,241 доли ед., в среднем составляя 0,188 доли ед. Кривые капиллярного давления для данных образцов приведены на рисунке 2.4.1.

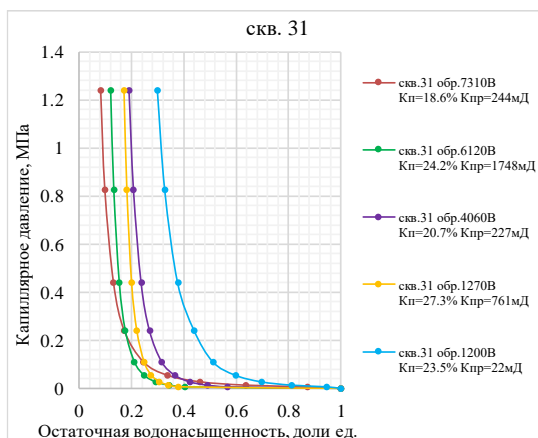


Рис. 2.4.1 - Кривые капиллярного давления по горизонтам

Также этим же методом получены кривые капиллярного давления на 9 образцах керна из скважин №№31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400 (Везерфорд-КЭР) и 43 образцах из скважин №№404, 413, 417, 500 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»). Параметры образцов и полученные результаты представлены в таблице 2.4.7. Кривые капиллярного давления показаны на рисунках 2.4.2-2.4.3.

Таблица 2.4.7 - Результаты по капиллярному давлению методом центрифугирования (Везерфорд-КЭР)

№ скв.	Гор.	№ обр.	Глубина, м	Проницаемость, мД		Пористо сть, доли ед.	Водонасыщенность, доли ед.	
				по газу	Клинкен берг		Торец по Форбсу	Среднее значение
ТОО «Везерфорд-КЭР» (Рстах=0,4 МПа)								
31	Ю-III-2	A3	1917,78	1161	1105	0,224	0,151	0,188
31	Ю-0-2	A9	1778,62	113	101	0,222	0,342	0,345
32	Ю-0-2	B2	1879,71	614	577	0,212	0,355	0,327
53	М-II-3	C6	1765,77	642	604	0,148	0,132	0,216
71	М-II-3	D3	1740,76	640	602	0,148	0,127	0,127
78	Ю-I	E3	1833,77	52,2	44,9	0,204	0,356	0,356
81	Ю-0-1	F4	2047,03	486	454	0,259	0,495	0,509
151	Ю-I	G3	1889,52	256	234	0,230	0,239	0,262
400	Ю-IV	H3	2236,72	24,0	19,8	0,140	0,237	0,237
Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» (Рстах=1,4 МПа)								
404	Ю-0-1	12J01H	1833,12	1,31	-	0,160	-	0,84
	Ю-0-1	12J03H	1833,47	2,95	-	0,181	-	0,68
	Ю-0-1	15J02H	1836,26	15,6	-	0,201	-	0,39

	Ю-0-1	15J03H	1836,55	23,6	-	0,210	-	0,42
	Ю-0-1	15J05H	1836,8	23,8	-	0,219	-	0,45
	Ю-0-1	17J04H	1838,81	24,9	-	0,207	-	0,38
	Ю-0-1	18J02H	1839,09	11,6	-	0,208	-	0,44
	Ю-0-1	18J04H	1839,42	9,53	-	0,155	-	0,46
	Ю-0-1	18J06H	1839,67	7,19	-	0,184	-	0,55
	Ю-0-1	18J07H	1839,87	5,13	-	0,185	-	0,71
413	Ю-IV-d	18J01H	2242,22	1,05	-	0,107	-	0,744
	Ю-IV-d	18J03H	2242,44	1,66	-	0,126	-	0,684
	Ю-IV-d	19J01H	2243,53	2,73	-	0,119	-	0,564
	Ю-IV-d	19J02H	2243,59	6,01	-	0,177	-	0,647
	Ю-IV-d	20J01H	2244,06	3,16	-	0,119	-	0,636
	Ю-IV-d	20J02H	2244,17	9,37	-	0,100	-	0,636
	Ю-IV-d	20J06H	2244,70	7,18	-	0,160	-	0,573
	Ю-IV-d	20J08H	2244,88	12,6	-	0,194	-	0,554
	Ю-IV-d	21J01H	2245,06	7,13	-	0,126	-	0,552
	Ю-IV-d	21J03H	2245,27	7,63	-	0,140	-	0,590
	Ю-IV-d	21J08H	2245,94	2,46	-	0,131	-	0,726
	Ю-IV-d	22J02H	2246,26	2,02	-	0,108	-	0,781
	Ю-IV-d	22J03H	2246,36	3,01	-	0,108	-	0,636
	Ю-IV-d	22J04H	2246,54	1,86	-	0,136	-	0,755
	Ю-IV-d	22J06H	2246,80	1,19	-	0,074	-	0,748
417	М-II-4	01K01H	1733,63	77,4	-	0,190	-	0,411
	М-II-4	01K03H	1734,13	334,6	-	0,220	-	0,274
	М-II-4	02K01H	1734,70	462,8	-	0,230	-	0,345
	М-II-4	03K03H	1736,31	274,1	-	0,236	-	0,365
	М-II-4	04K01H	1736,70	159,6	-	0,213	-	0,387
	М-II-4	05K01H	1737,64	69,6	-	0,195	-	0,491
	М-II-3	05K03H	1738,32	97,8	-	0,155	-	0,457
	М-II-3	08K02H	1740,90	3,6	-	0,139	-	0,668
	М-II-3	09K01H	1741,70	76,4	-	0,174	-	0,492
	М-II-3	12K01H	1744,66	141,1	-	0,196	-	0,406
	М-II-3	16K04H	1749,42	2,9	-	0,121	-	0,686
	М-II-3	20K02H	1752,88	14,2	-	0,094	-	0,532
500	Ю-0-2	07J05H	1884,86	411,2	-	0,242	-	0,40
	Ю-0-2	10J05H	1887,54	2020	-	0,268	-	0,31
	Ю-0-2	11J01H	1888,1	1930	-	0,221	-	0,35
	Ю-I	21J01H	1924,58	1,5	-	0,14	-	0,81
	Ю-I	24J01H	1927,55	3,1	-	0,122	-	0,61
	Ю-I	25J03H	1929,22	1,5	-	0,107	-	0,67

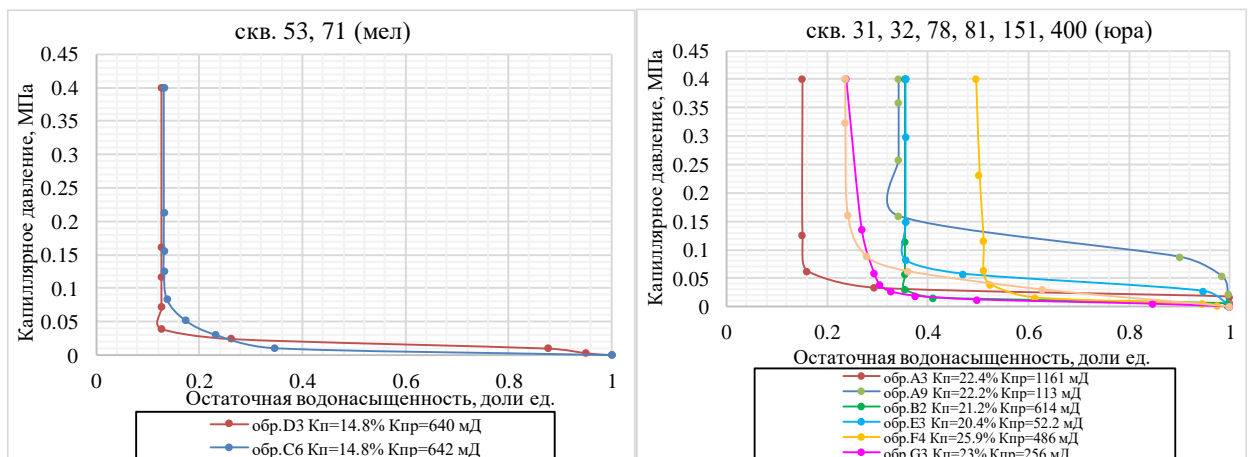


Рис. 2.4.2 – Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования (лаб-я Везерфорд-КЭР)

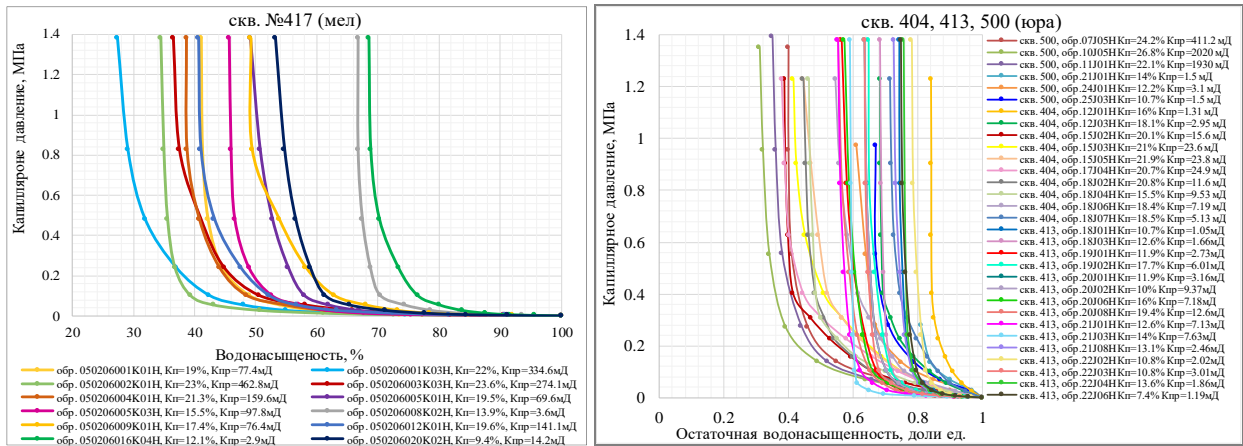


Рис. 2.4.3 – Кривые капиллярного давления, полученные методом центрифугирования (лаб-я Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)

Помимо этого, по 9 образцам из скважин №№31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400 капиллярное давление рассчитано методом полупроницаемой мембраны (табл. 2.4.8).

Таблица 2.4.8 - Результаты по капиллярному давлению методом полупроницаемой мембраны

№ скв.	Гор.	№ обр.	Глубина, м	Рпл, Ваг	Кп, доли ед.	Кпр по газу, мД	Ков, доли ед.
31	Ю-III-2	A2	1917,78	189	0,247	1013	0,071
31	Ю-0-2	A8	1778,62	189	0,253	139	0,196
32	Ю-0-2	B1	1879,71	183	0,220	525	0,263
53	М-II-3	C4	1764,55	181	0,242	2347	0,125
71	М-II-3	D2	1740,76	181	0,150	833	0,145
78	Ю-I	E2	1833,77	186	0,230	56,9	0,258
81	Ю-0-1	F3	2047,03	186	0,286	529	0,237
151	Ю-I	G2	1889,43	186	0,250	224	0,212
400	Ю-IV-d	H2	2236,72	229	0,100	4,98	0,204

Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны приведены на рисунке 2.4.4.

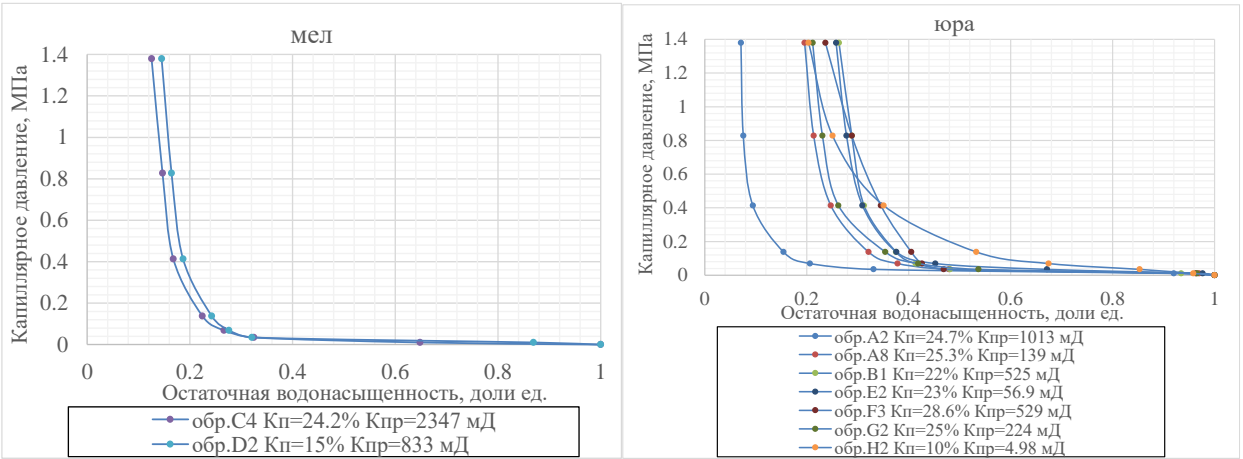


Рис. 2.4.4 – Кривые капиллярного давления, полученные методом полупроницаемой мембраны

В целом, по результатам двух экспериментов можно сказать, что образцы, обладающие высокими значениями пористости и проницаемости, имеют низкие значения остаточной водонасыщенности. Наименьшие величины остаточной водонасыщенности получены в результате эксперимента методом полупроницаемой мембраны, где в меловых

отложениях составила от 0,12 до 0,14 доли ед., при Кп от 0,15 до 0,24 доли ед. и Кпр от 833 до 2347 мД и в юрских отложениях от 0,07 до 0,26 доли ед. при Кп от 0,10 до 0,29 доли ед. и Кпр от 4,98 до 1013 мД.

Капиллярное давление методом нагнетания ртути определялось на 38 образцах меловых и юрских отложений скважин №№31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400.

При нагнетании ртути определялась остаточная водонасыщенность, объем оставшейся ртути в образце определялся при самоизливе ртути при постепенном понижении давления.

Кривые капиллярного давления построены по меловым и юрским отложениям, по полученным кривым капиллярного давления средняя остаточная водонасыщенность составляет 0,237 доли ед. и 0,214 доли ед. (рис. 2.4.5).

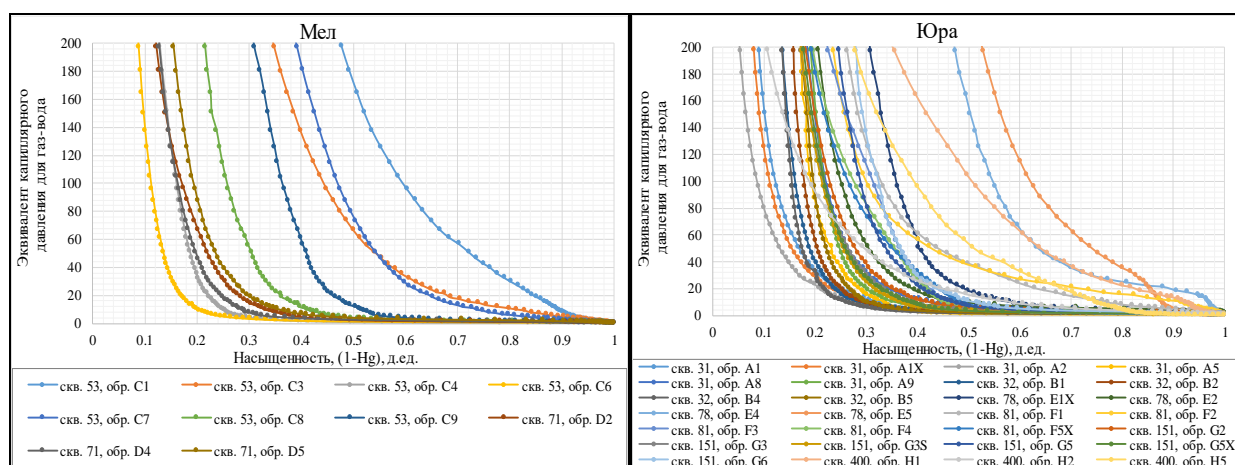


Рис. 2.4.5 – Кривые капиллярного давления, полученные методом нагнетания ртути

Жидкостная экструзионная порометрия. Для определения размеров пор пород и их распределения относительно пористости, используется прибор жидкостный экструзионный порозиметр (PMI LEP-100), предназначенный для определения диаметра пор, распределение порового объема и проницаемости по жидкости. Данное оборудование и используемые в нем методы аналогичны ртутной порометрии, предоставляют такие же результаты, при этом используются нетоксичные материалы.

Всего в эксперименте использовано 29 образцов, из них 12 – по горизонтам Ю-0-1 с открытой пористостью по гелию от 19,83 до 25,29% и 17 по горизонтам Ю-0-2 с пористостью от 7,27 до 30,82%. На рисунке 2.4.6 показаны графики распределения порового диаметра по образцам.

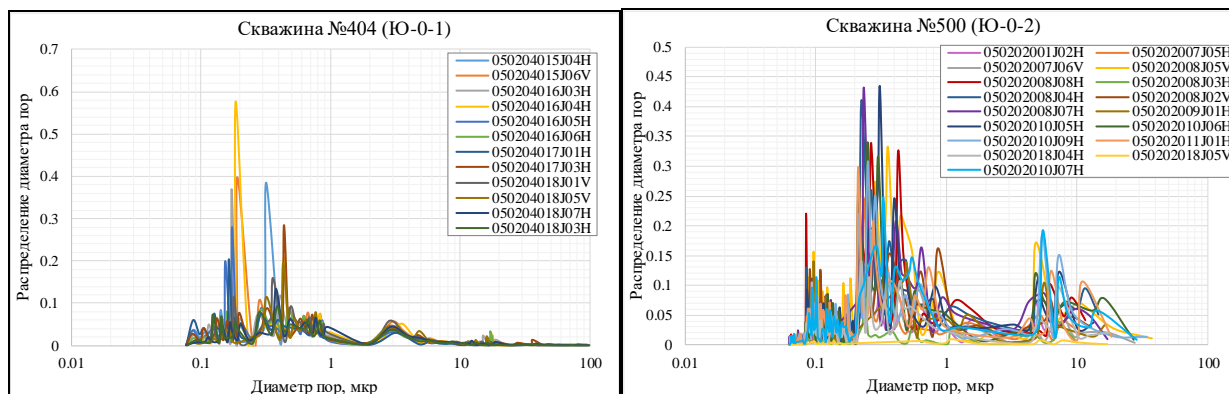


Рис. 2.4.6 - Кривые распределения размера пор (скв. 404, 500)

Результаты исследования показали, что диапазон изменения диаметра пор образцов, использованных в эксперименте, составляет от 0,07 до 100 микрон. Из них диаметр поры, наиболее участвующих в фильтрации составляет от 0,16 до 0,44 микрон для Ю-0-1 и от 0,21 до 0,43 микрон для Ю-0-2 (табл. 2.4.9).

Таблица 2.4.9 - Результаты исследования по жидкостной порометрии

Скважина	Горизонт	Кол-во образцов	Кп по гелию, %		Кп участв. в фильтрации, %		Диаметр поры, наиболее участвующей в фильтрации, микрон	
			интервал изменения	Среднее значение	интервал изменения	Среднее значение	интервал изменения	Среднее значение
404	Ю-0-1	12	19,83-25,29	22,97	10,51-12,56	11,53	0,36-0,63	0,51
500	Ю-0-2	17	7,27-30,82	24,84	1,95-28,52	18,45	0,41-0,60	0,49

Относительная фазовая проницаемость. Анализ относительной фазовой проницаемости с вытеснением нефти газом и нефти водой в неустановившемся режиме были выполнены в 2004 году в лаборатории «Core Laboratories» на 5 образцах керна из горизонтов Ю-0-2 (обр. 1200А, 1270А), Ю-II (обр. 4060А, 6120А) и Ю-III (обр. 7310А) керна скважины №31.

В системе нефть-вода в неустановившемся режиме выполнен на 34 моделях, составленных из 39 образцов из горизонтов М-II-4, М-II-3, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-IV-d скважин №404, 413, 417, 500 в петрофизической лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» и 10 образцах мела и юры по скважинам №№31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400 в лаборатории компании «Везерфорд-КЭР».

Данные образцов и полученные результаты испытания приведены в таблице 2.4.10.

Таблица 2.4.10 - Результат испытания относительной проницаемости

№ модель	№ обр.	Глубина, м	Горизонты	Проницаемость, мД	Пористость, доли ед.	Начальные условия		Система газ-нефть				Система вода-нефть			
						Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по нефти, мД	Конечные условия			Коэффициент вытеснения нефти газом, %	Конечные условия			Коэффициент вытеснения нефти водой, %
								Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по газу, мД	Относительная проницаемость по воде при ост. водонасыщенности, доли ед.		Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Эффективная проницаемость по воде, мД	Относительная проницаемость по воде при ост. внефтенасыщенности, доли ед.	
Скв. 31 (Core Laboratories) 2004г.															
1	1200A	1783,06	Ю-0-2	18	0,224	0,461	8,9	0,181	6,2	0,70	0,664	0,223	2,7	0,303	0,586
2	1270A	1785,09	Ю-0-2	718	0,269	0,133	669	0,496	277	0,41	0,428	0,344	195	0,291	0,603
3	4060A	1840,41	Ю-II	295	0,197	0,305	247	0,332	220	0,89	0,522	0,294	54	0,218	0,577
4	6120A	1858,83	Ю-II	1235	0,228	0,129	1253	0,296	309	0,25	0,660	0,188	264	0,203	0,784
5	7310A	1905,4	Ю-III	262	0,169	0,174	123	0,313	38	0,31	0,621	0,341	12	0,098	0,587
Скв. 31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 400 (Везерфорд-КЭР) 2014г.															
1	RP1	1778,69	Ю-0-2	130	0,243	0,174	96,1	-	-	-	-	0,164	39,6	0,412	0,801
2	RP2	1917,67	Ю-III-2	1121	0,238	0,045	658	-	-	-	-	0,149	474	0,720	0,844
1	RP3	1879,83	Ю-0-2	598	0,239	0,215	415	-	-	-	-	0,215	109	0,263	0,726
1	C8	1771,53	М-II-3	288	0,192	0,252	275	-	-	-	-	0,063	118	0,429	0,916
1	RP5	1740,65	М-II-3	1756	0,151	0,255	1648	-	-	-	-	0,038	384	0,233	0,949
2	RP6	1834,15	Ю-I	7,00	0,197	0,376	1,74	-	-	-	-	0,141	0,800	0,460	0,774
1	RP7	2047,26	Ю-0-1	168	0,287	0,248	94,2	-	-	-	-	0,203	48,8	0,512	0,730
1	RP9	1889,69	Ю-I	21,9	0,164	0,273	21,4	-	-	-	-	0,174	3,59	0,168	0,761
2	G4	1892,59	Ю-I	202	0,200	0,206	151	-	-	-	-	0,249	59,0	0,396	0,686
1	H2	2236,72	Ю-IV-d	4,98	0,106	0,249	4,47	-	-	-	-	0,021	0,990	0,221	0,972
Скв. 404 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг») 2016г.															
1	15J04H	1836,67	Ю-0-1	88,1	0,247	0,36	38,113	-	-	-	-	0,168	34,301	0,17	0,74
2	15J06V	1836,96	Ю-0-1	21,2	0,246	0,34	13,815	-	-	-	-	0,208	12,559	0,199	0,68
3	16J04H	1837,62	Ю-0-1	27,2	0,232	0,39	14,103	-	-	-	-	0,184	8,814	0,153	0,70
4	16J06H	1837,94	Ю-0-1	30,4	0,229	0,43	19,601	-	-	-	-	0,202	17,151	0,145	0,65
5	17J03H	1838,52	Ю-0-1	63,7	0,243	0,35	49,338	-	-	-	-	0,212	30,669	0,176	0,67
6	18J01V	1839,03	Ю-0-1	9,17	0,218	0,38	2,512	-	-	-	-	0,214	1,974	0,158	0,65
7	18J03H	1839,25	Ю-0-1	60,7	0,201	0,41	45,425	-	-	-	-	0,175	34,069	0,147	0,70
8	18J05V	1839,61	Ю-0-1	5,07	0,208	0,4	1,919	-	-	-	-	0,199	1,206	0,154	0,67

Скв. 413 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг») 2019г.															
1	18J01H	2242,44	Ю-IV-d	1.660	0,126	0,67	0,51	-	-	-	-	0,17	0,38	0,157	0,48
2	19J01H	2243,53	Ю-IV-d	2.730	0,119	0,58	0,73	-	-	-	-	0,19	0,47	0,178	0,55
3	20J01H	2244,06	Ю-IV-d	3.160	0,119	0,57	0,84	-	-	-	-	0,19	0,66	0,179	0,56
4	20J02H	2244,17	Ю-IV-d	9.370	0,100	0,46	3,75	-	-	-	-	0,21	0,29	0,213	0,61
5	20J06H	2244,70	Ю-IV-d	7.180	0,160	0,49	4,31	-	-	-	-	0,19	3,66	0,209	0,63
6	20J08H	2244,88	Ю-IV-d	12.60	0,194	0,43	3,35	-	-	-	-	0,20	2,65	0,209	0,65
7	21J03H	2245,27	Ю-IV-d	7.630	0,140	0,50	3,43	-	-	-	-	0,19	2,75	0,198	0,62
8	21J08H	2245,94	Ю-IV-d	2.460	0,131	0,59	1,48	-	-	-	-	0,19	1,26	0,203	0,54
9	22J03H	2246,36	Ю-IV-d	3.010	0,108	0,58	1,20	-	-	-	-	0,20	0,92	0,175	0,52
10	22J06H	2246,80	Ю-IV-d	1.190	0,074	0,66	0,71	-	-	-	-	0,17	0,61	0,239	0,50
Скв. 417 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг») 2022г.															
1	01K01H	1733,63	М-II-4	77,42	0,1901	0,21		-	-	-	-	0,38			0,519
3	01K03H	1734,13	М-II-4	334,58	0,2204	0,12		-	-	-	-	0,27			0,693
5	02K01H	1734,7	М-II-4	462,79	0,2304	0,08		-	-	-	-	0,39			0,576
7	03K02H	1736,09	М-II-4	203,30	0,213	0,13		-	-	-	-	0,34			0,609
9	04K01H	1736,7	М-II-4	159,57	0,2131	0,16		-	-	-	-	0,35			0,583
11	05K01H	1737,64	М-II-3	69,65	0,1946	0,27		-	-	-	-	0,28			0,616
13	05K03H	1738,32	М-II-3	97,83	0,1549	0,21		-	-	-	-	0,31			0,608
15	08K02H	1740,90	М-II-3	3,64	0,1394	0,57		-	-	-	-	0,25			0,419
17	09K01H	1741,70	М-II-3	76,38	0,1743	0,28		-	-	-	-	0,3			0,583
19	12K02H	1744,80	М-II-3	40,12	0,1534	0,38		-	-	-	-	0,28			0,548
21	16K04H	1749,42	М-II-3	2,86	0,1211	0,58		-	-	-	-	0,25			0,405
23	20K02H	1752,88	М-II-3	14,17	0,094	0,44		-	-	-	-	0,24			0,571
Скв. 500 (Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг») 2014г.															
4	01J02H	1878,3	Ю-0-2	63,7	0,213	0,50	54,3	-	-	-	-	0,17	49,3	0,182	0,66
5	07J05H; 08J03H	1884,86; 1885,37	Ю-0-2	653,6	0,253	0,36	165	-	-	-	-	0,18	165	0,212	0,72
6	08J04H; 08J07H; 10J05H	1885,46; 1885,77; 1887,54	Ю-0-2	2886,7	0,263	0,30	1104,2	-	-	-	-	0,13	1003,8	0,204	0,81
7	08J08H; 10J06H; 10J07H	1885,86; 1887,74; 1878,80	Ю-0-2	1042,1	0,267	0,32	402,3	-	-	-	-	0,16	402,3	0,21	0,76

Система газ-нефть. По данным скважины №31 для горизонта Ю-0-2 остаточная нефтенасыщенность составляет в среднем 0,32 доли ед., при диапазоне 0,18-0,496 доли ед. Коэффициент вытеснения нефти газом изменяется от 0,43 до 0,66 доли ед., в среднем равен 0,58 доли ед.

По горизонту Ю-II коэффициент вытеснения нефти газом определялся на 2 образцах керна скважины №31 и составил в среднем 0,59 доли ед., меняясь при этом в диапазоне 0,552÷0,660 доли ед.

По горизонту Ю-III остаточная нефтенасыщенность равна 0,31 доли ед., коэффициент вытеснения нефти – 0,62 доли ед.

Система вода-нефть. По меловому горизонту М-II-4 при проницаемости 77,42 и 462,79 мД остаточная водонасыщенность составила соответственно 0,08 и 0,21 доли ед., значение остаточной нефтенасыщенности – 0,27 и 0,39 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти равны соответственно 0,519 и 0,693 доли ед.

По горизонту М-II-3 в результате исследования 9 образцов получена остаточная водонасыщенность с диапазоном 0,21-0,580 доли ед., остаточная нефтенасыщенность – 0,04-0,31 доли ед., и соответственно высокие значения коэффициента вытеснения нефти водой – 0,405-0,949 доли ед.

По горизонтам Ю-0-1 и Ю-0-2 при проницаемости от 5,07 до 2886,7 мД остаточная водонасыщенность изменяется от 0,133 до 0,50 доли ед., в среднем составляя 0,34 доли ед., остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой – от 0,13 до 0,344 доли ед., в среднем 0,20 доли ед. При этом коэффициент вытеснения нефти водой имеет диапазон 0,586-0,81 доли ед., со средним значением 0,70 доли ед.

По горизонту Ю-I при проницаемости от 7 до 202 мД остаточная водонасыщенность изменяется в интервале 0,21-0,38 доли ед., значения остаточной нефтенасыщенности – 0,14-0,25 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти имеют диапазон 0,69-0,77 доли ед., в среднем 0,74 доли ед.

По горизонту Ю-II при проницаемости 295 и 1235 мД остаточная водонасыщенность составила соответственно 0,305 и 0,129 доли ед., значение остаточной нефтенасыщенности – 0,294 и 0,188 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти равны соответственно 0,577 и 0,784 доли ед.

По 2 образцам горизонт Ю-III при проницаемости 262 и 1121 мД характеризуется остаточной водонасыщенностью 0,045-0,174 доли ед., остаточной нефтенасыщенностью 0,15-0,34 доли ед. Значение коэффициента вытеснения нефти водой в среднем составляет 0,72 доли ед.

По горизонту Ю-IV-d остаточная водонасыщенность изменяется в интервале 0,25-0,67 доли ед., значения остаточной нефтенасыщенности – 0,02-0,21 доли ед. Значения коэффициента вытеснения нефти имеют диапазон 0,48-0,97 доли ед., в среднем 0,60 доли ед.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах скв. №№31, 32, 53, 71, 78, 81, 151, 417 характеризуют породы, как гидрофобные, а на образцах скважин №№404, 413, 417, 500 как гидрофильные (рис. 2.4.7-2.4.8).

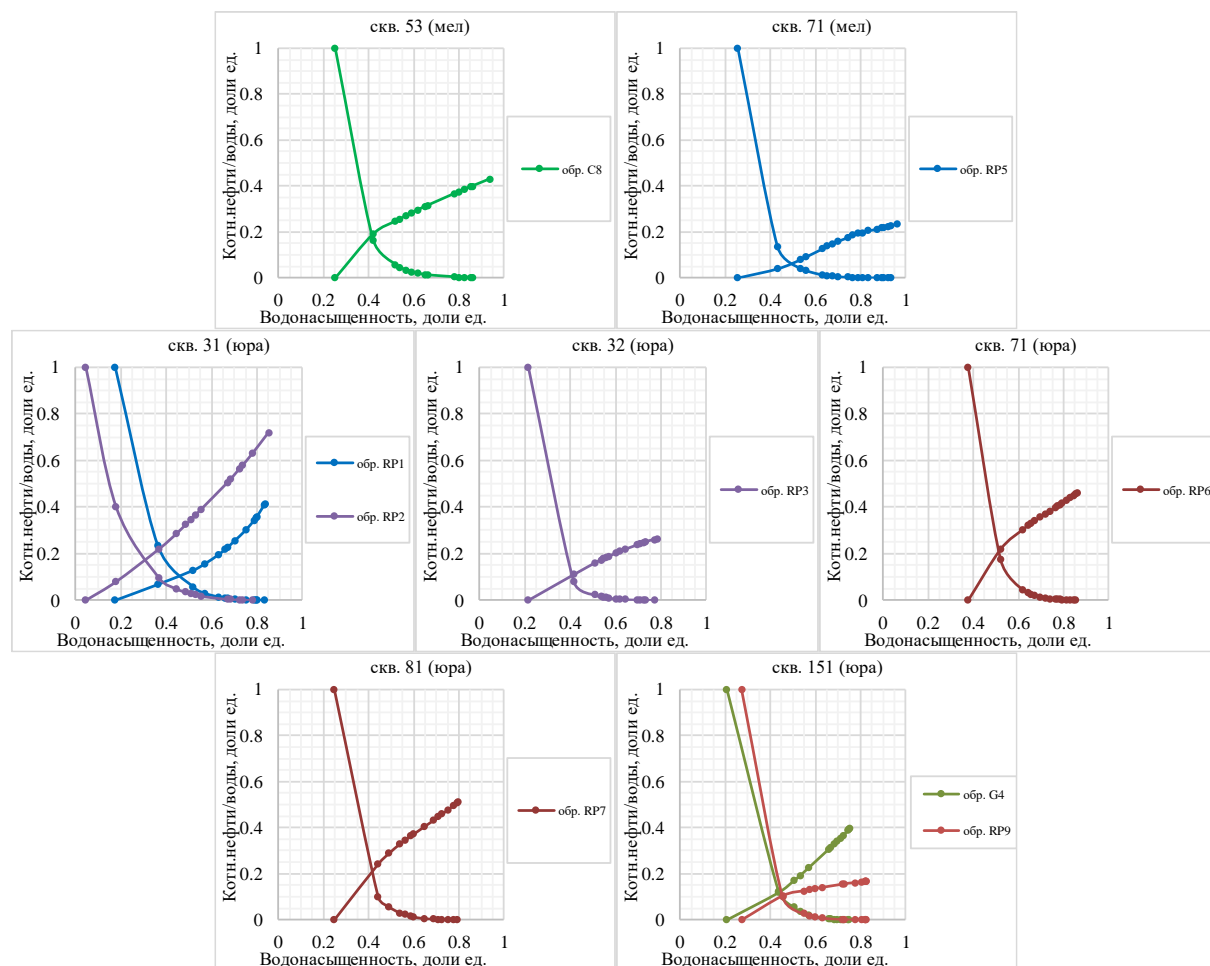
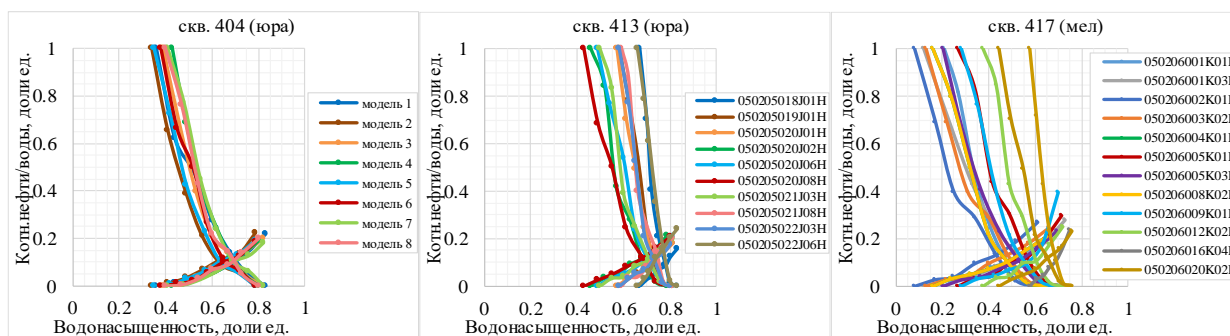


Рис. 2.4.7 – Кривые относительной проницаемости (лаб-я Везерфорд-КЭР)



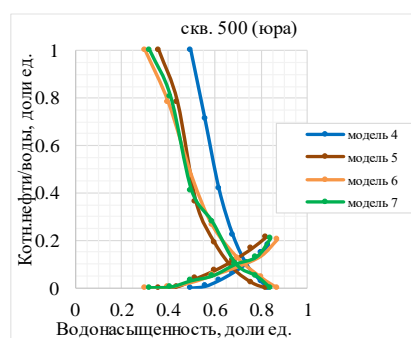


Рис. 2.4.8 – Кривые относительной проницаемости (лаб-я Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг»)

В таблице 2.4.11 приведены характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта.

Таблица 2.4.11 - Характеристики вытеснения нефти водой по зонам продуктивного пласта

Горизонт	Зоны пласта	Наименование величин	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Содержание связанной воды, доли ед.	Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти рабочим агентом, доли ед.	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Значения относительных проницаемостей, доли ед.	
								для рабочего агента при остаточной нефтенасыщенности	для нефти при насыщенности связанной водой
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
М-II-4	ВНЗ	Количество определений	10	10	10	10	10	5	5
		Среднее значение	257,86	0,154	0,846	0,315	0,627	0,238	1
		Интервал изменения	77,42-462,79	0,08-0,238	0,762-0,92	0,201-0,390	0,519-0,755	0,186-0,279	-
М-II-3	ЧНЗ	Количество определений	4	4	4	-	4	2	2
		Среднее значение	832	0,254	0,747	-	0,884	0,331	1
		Интервал изменения	288-1756	0,252-0,255	0,745-0,748	-	0,79-0,949	0,233-0,429	-
	ВНЗ	Количество определений	14	14	14	14	14	7	7
		Среднее значение	53,74	0,381	0,619	0,277	0,534	0,263	1
		Интервал изменения	2,86-241,43	0,127-0,58	0,42-0,873	0,234-0,310	0,394-0,686	0,209-0,394	-
М-II-1	ЧГЗ	Количество определений	1	1	1	-	1	-	-
		Среднее значение	6,57	0,84	0,16	-	0,24	-	-
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Ю-0-1	ЧНЗ	Количество определений	9	9	9	9	9	9	9
		Среднее значение	84,39	0,383	0,617	0,195	0,698	0,163	1
		Интервал изменения	5,07-454	0,33-0,43	0,57-0,64	0,169-0,214	0,65-0,82	0,145-0,199	-
	ВНЗ	Количество определений	1	1	1	-	1	1	1
		Среднее значение	168	0,248	0,752	-	0,73	0,512	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
Ю-0-2	ЧНЗ	Количество определений	11	11	11	11	11	11	11
		Среднее значение	692,27	0,312	0,688	0,201	0,738	0,259	1
		Интервал изменения	18-2886,7	0,133-0,50	0,50-0,867	0,13-0,344	0,586-0,98	0,182-0,412	-
	ВНЗ	Количество определений	2	2	2	-	2	1	1
		Среднее значение	707	0,227	0,773	-	0,727	0,263	1
		Интервал изменения	598-816	0,215-0,240	0,760-0,785	-	0,726-0,82	-	-
Ю-I	ЧНЗ	Количество определений	4	4	4	-	4	4	-
		Среднее значение	132,48	0,285	0,715	-	0,738	0,341	-
		Интервал изменения	7-299	0,206-0,876	0,624-0,794	-	0,686-0,774	0,168-0,460	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ю-II	ЧНЗ	Количество определений	6	6	6	6	6	6	-
		Среднее значение	681,9	0,237	0,763	0,235	0,783	0,211	-
		Интервал изменения	44,9-1235	0,129-0,305	0,695-0,871	0,176-0,294	0,577-0,99	0,203-0,218	-
Ю-III-2	ГВЗ	Количество определений	1	1	1	1	1	1	1
		Среднее значение	262	0,174	0,826	0,341	0,587	0,098	1
		Интервал изменения	-	-	-	-	-	-	-
	ЧВЗ	Количество определений	2	1	1	-	2	1	1
		Среднее значение	1113	0,045	0,955	-	0,912	0,72	1
		Интервал изменения	1105-1121	-	-	-	0,844-0,980	-	-
Ю-IVd	ЧНЗ	Количество определений	2	1	1	-	2	1	-
		Среднее значение	12,39	0,249	0,751	-	0,826	0,221	-
		Интервал изменения	4,98-19,8	-	-	-	0,68-0,972	-	-

2.5. Запасы нефти, газа и конденсата

В 2025г выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2025г». (Протокол №2773-25-У от 22.10.2025г). Согласно протоколу ГКЗ утвержденные запасы в целом по месторождению составили:

В целом по месторождению:

Балансовые

нефть

A+B+C₁-14113 тыс.т геологические, в.т.ч. – 5060 тыс. т извлекаемые;

C₂ – 402 тыс. т геологические, в.т.ч. – 62 тыс. т извлекаемые;

растворенный в нефти газ

A+B+C₁ – 2295 млн. м³ геологические, в.т.ч. – 1469 млн. м³;

C₂ – 56 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 9 млн. м³;

газ газовых шапок

C₁ – 347 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 316 млн. м³;

C₂ – 98 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 77 млн. м³;

конденсат

C₁ – 45 тыс. т геологические, в том числе – 31 тыс. т извлекаемые;

C₂ – 20 тыс. т геологические, в том числе – 14 тыс. т извлекаемые;

свободный газ

C₁ – 401 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 346 млн. м³;

C₂ – 72 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые – 43 млн. м³;

Забалансовые

нефть

геологические 592 тыс. т;

растворенный в нефти газ

геологические 111 млн. м³;

свободный газ

геологические 13 млн. м³.

В таблицах 2.5.1, 2.5.2 и 2.5.3 представлены утвержденные запасы нефти, растворенного газа и свободного газа.

Таблица 2.5.1 - Подсчет запасов нефти и растворенного газа по состоянию 02.01.2025г

Горизонт	Блок	Район скважин	Категория запасов	Зона	Площадь нефтеносности, тыс.м²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенный объем, тыс.м³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент нефтенасыщен-ности, д.ед.	Плотность нефти в поверх. условиях, г/см³	Пересчетный коэффициент, д.ед.	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м³/т	Начальные геологические запасы раствоp. газа, млн. м³	Начальные извлекаемые запасы раствоp. газа, млн. м³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Западный Нуралы																		
М-I		92	C ₁	Н	1120	1,4	1513	0,18	0,65	0,826	0,686	100	0,169	17	120,0	12	2,0	
		97	C ₂	Н	244	1,0	255	0,18	0,71	0,826	0,686	18	0,084	1,5	120,0	2	0,2	
		98	C ₂	Н	2492	0,6	1438	0,13	0,54	0,826	0,686	57	0,084	4,8	120,0	7	0,6	
		105	C ₂	Н	260	1,0	268	0,17	0,59	0,826	0,686	15	0,084	1,3	120,0	2	0,2	
Всего по горизонту М-I		Балансовые	C ₁		1120		1513					100		17		12	2	
			C ₂		2996		1961					90		8		11	1	
М-II-4	в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																	
	Балансовые запасы																	
	линза р-н скв. 26, 93		В	Н	2515	1,3	3263	0,14	0,58	0,832	0,659	145	0,320	46	185,8	27,0	9,70	
	р-н скв. 22,417		В	Н	306	2,3	710,0	0,15	0,63	0,832	0,659	37	0,550	20,4	185,8	7,0	4,30	
			В	НВ	42	1,1	46,0	0,15	0,63	0,832	0,659	2	0,550	1,1	185,8	0,0	0,20	
			C ₁	ЧНЗ	240	2,6	615,0	0,15	0,63	0,832	0,659	32	0,550	17,6	185,8	6,0	3,70	
			C ₁	ВНЗ	136	1,7	236,0	0,15	0,63	0,832	0,659	12	0,550	6,6	185,8	2,0	1,40	
			C ₂	ЧНЗ	260	2,3	605	0,15	0,63	0,832	0,659	31	0,275	8,5	185,8	6,0	1,8	
			C ₂	ВНЗ	117	1,8	209	0,15	0,63	0,832	0,659	11	0,275	3,0	185,8	2,0	0,6	
	р-н скв. 69,418,402		В	ГН	769	4,5	3440	0,18	0,70	0,832	0,659	238	0,609	145	185,8	44,0	30,50	
			В	Н	305	1,8	540	0,18	0,70	0,832	0,659	37	0,609	23	185,8	7,0	4,80	
			В	НВ	1100	2,3	2528	0,18	0,70	0,832	0,659	175	0,609	107	185,8	33,0	22,50	
	р-н скв. 68, 215		В	ГН	190	0,6	110	0,18	0,55	0,832	0,659	6	0,320	1,9	185,8	1,0	0,40	
			В	Н	2813	1,4	3979	0,18	0,55	0,832	0,659	216	0,320	69	185,8	40,0	14,50	
			В	НВ	1876	0,9	1760	0,18	0,55	0,832	0,659	96	0,320	31	185,8	18,0	6,50	
	Забалансовые запасы																	
	линза р-н скв. 8		C ₂	Н	220	0,6	142	0,16	0,44	0,832	0,659	5		0,0	185,8	1	0	
за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																		
Балансовые запасы																		
Итого по М-II-4	Балансовые	Забалансовые	р-н скв. 68, 215	В	Н	288	1,6	460	0,18	0,55	0,832	0,659	25	0,320	8,0	185,8	5	1,7
			В	НВ	262	0,8	220	0,18	0,55	0,832	0,659	12	0,320	3,8	185,8	2	0,8	
		Балансовые	В+С ₁		10842	1,7	17907					1033		480		192	101	
Забалансовые	C ₂		377	2,2	814					42		12		8	2			
Забалансовые	C ₂		220	0,6	142					5		0		1	0			
М-II-3	в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																	
	Балансовые запасы																	
	р-н скв. 8, 51		А	Н	1047	6,0	6260	0,16	0,65	0,834	0,749	407	0,320	130	118,4	48	27	
			А	НВ	770	2,8	2138	0,16	0,65	0,834	0,749	139	0,320	44	118,4	16	9	
	р-н скв. 53, 140		А	Н	199	8,0	1595	0,17	0,64	0,834	0,749	105	0,320	34	118,4	12	7	
			А	НВ	587	4,6	2705	0,17	0,64	0,834	0,749	178	0,320	57	118,4	21	12	
	р-н скв. 93-107		А	Н	961	10,7	10260	0,15	0,67	0,834	0,749	644	0,320	206	118,4	76	43	
			А	НВ	3044	4,9	14920	0,15	0,67	0,834	0,749	937	0,320	299	118,4	111	63	

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
М-II-3	р-н скв. 95, 403		B	ГН	247	1,9	469	0,17	0,56	0,834	0,749	28	0,320	8,9	118,4	3	2
			B	Н	2795	4,6	12827	0,17	0,56	0,834	0,749	763	0,320	244	118,4	90	51
			B	НВ	4599	3,9	18064	0,17	0,56	0,834	0,749	1074	0,320	343	118,4	127	72
	за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																
	Балансовые запасы																
р-н скв.95, 403		B	НВ	233	1,4	337	0,17	0,56	0,834	0,749	20	0,309	6,2	118,4	2	1,3	
Итого по М-II-3		Балансовые	A		6608		37878					2410		770		284	162
			B		7874		31697					1885		602		222	126
			A+B		14482		69575					4295		1372		506	288
Ю-0-1	Балансовые запасы																
	р-н скв. 45		A	НВ	152	3,5	529	0,23	0,56	0,822	0,750	42	0,166	7,0	124,0	5,2	1,0
Итого по Ю-0-1		Балансовые	A		152	3,5	529					42		7,0		5,2	1
Ю-0-2	Балансовые запасы																
	русло р-н скв. 500		C ₁	Н	395	3,7	1447	0,25	0,54	0,814	0,664	106	0,643	68	177,7	19,0	22,5
			C ₁	НВ	94	1,5	140	0,25	0,54	0,814	0,664	10	0,643	6,4	177,7	2,0	2,1
	Забалансовые запасы																
	р-н скв. 210		C ₁	Н	480	0,7	327	0,15	0,51	0,814	0,664	14		0,1	177,7	2	0
	линза р-н скв. 29-300		C ₁	Н	1483	2,1	3089	0,23	0,51	0,814	0,664	196		0,1	177,7	35	0
Итого по Ю-0-2		Балансовые	C ₁		489		1587					116		74,4		21	25
		Забалансовые	C ₁		1963		3416					210		0		37	0
Ю-I-2	Балансовые запасы																
	р-н скв. 500		C ₁	НВ	775	1,7	1335	0,20	0,46	0,804	0,672	66	0,643	42,0	188,2	12	13,9
	Забалансовые запасы																
	линза р-н. скв. 300		C ₁	Н	179	2,9	512	0,17	0,54	0,804	0,672	25			188,2	5	0
Итого по Ю-I-2		Балансовые	C ₁		775		1335					66		42,0		12,0	13,9
		Забалансовые	C ₁		179		512					25		0		5	0
Итого по Западный Нуралы		Балансовые	A+B+C ₁		27860		92446					5652		1993		748	431
			C ₂		3373		2775					132		19		19	3
		Забалансовые	C ₁		2142		3928					235		0		42	0
			C ₂		220		142					5		0		1	0
Центральный Нуралы																	
М-II-1	Балансовые запасы																
	I	р-н скв. 7	C ₁	Н	130	3,4	441	0,17	0,62	0,806	0,694	26	0,182	4,7	134,7	4	1,0
			C ₁	НВ	128	1,7	218	0,17	0,62	0,806	0,694	13	0,182	2,4	134,7	2	0,5
			C ₂	Н	1070	2,5	2639	0,17	0,62	0,806	0,694	156	0,148	23	134,7	21	2,6
			C ₂	НВ	228	0,4	86	0,17	0,62	0,806	0,694	5	0,148	0,7	134,7	1	0,1
	Всего по блоку I		C ₁		258		659					39		7,1		6	2
			C ₂		1298		2725					161		23,7		22	3
	II	р-н скв. 9, 224	B	Н	3503	1,4	5008	0,15	0,68	0,821	0,832	349	0,246	86	75,2	26	17,6
			B	НВ	954	0,9	876	0,15	0,68	0,821	0,832	61	0,246	15	75,2	5	3,1
	Всего по блоку II		B		4457	1,3	5884					410		101		31	21
Забалансовые запасы																	
II	линза р-н скв. 4	C ₂	Н	409	0,4	160	0,16	0,54	0,821	0,832	9		0	75,2	1	0	
Итого по М-II-1		Балансовые	B+C ₁		4715		6543					449		108		37	22,2
			C ₂		1298		2725					161		24		22	3
		Забалансовые	C ₂		409		160						9		0		1

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ю-0-1	Балансовые запасы																
	I	р-н скв. 404	C ₁	H	194	2,1	417	0,22	0,61	0,822	0,750	35	0,086	3,0	124,0	4	0,8
			C ₁	HB	307	0,6	192	0,22	0,61	0,822	0,750	16	0,086	1,4	124,0	2	0,4
	Всего по блоку I		C ₁		501	1,2	609					51		4,4		6	1,20
	II	русло 2 р-н скв. 43, 78, 81	B	H	600	12,2	7312	0,24	0,61	0,822	0,750	660	0,354	234	124,0	82	63,1
			B	H	205	3,8	781	0,24	0,67	0,822	0,750	77	0,474	36	124,0	10	9,7
		русло 3 р-н скв. 79, 226	B	HB	90	2,7	245	0,24	0,67	0,822	0,750	24	0,474	11,4	124,0	3	3,1
			C ₁	H	2275	3,1	7126	0,21	0,53	0,822	0,750	489	0,173	84	124,0	61	22,6
		р-н скв. 5-31, 38	C ₁	HB	198	2,5	489	0,21	0,53	0,822	0,750	34	0,173	5,9	124,0	4	1,6
			C ₂	H	87	8,7	754	0,20	0,52	0,822	0,750	48	0,177	8,5	124,0	6	1,3
		русло 2 р-н скв. 409	C ₂	H	58	4,2	244	0,20	0,52	0,822	0,750	16	0,177	2,8	124,0	2	0,4
			C ₂	HB	99	3,2	317	0,20	0,52	0,822	0,750	20	0,177	3,5	124,0	2	0,5
		русло 1 р-н скв. 217-219	C ₁	H	100	11,9	1191	0,18	0,56	0,822	0,750	73	0,130	9,5	124,0	9	2,6
			C ₁	HB	348	7,8	2730	0,18	0,56	0,822	0,750	168	0,130	22	124,0	21	5,9
р-н скв. 2-151		C ₁	H	596	1,7	994	0,19	0,49	0,822	0,750	57	0,405	23	124,0	7	6,2	
		C ₁	HB	289	1,1	304	0,19	0,49	0,822	0,750	17	0,405	6,9	124,0	2,0	1,9	
Ю-0-1	Забалансовые запасы																
	II	линза р-н скв. 4	C ₁	HB	543	0,8	453	0,16	0,42	0,800	0,750	18		0	124,0	2	0,0
		линза р-н скв. 21	C ₁	H	202	3,2	641	0,19	0,44	0,822	0,750	33		0	124,0	4	0,0
	Итого по блоку II		C ₁		5446		22266					1650		433		205	117
			C ₂		244		1315					84		15		10	2
Итого по Ю-0-1		Балансовые	B+C ₁		5202		21781					1650		437		205	118
			C ₂		244		1315					84		15		10	2
		Забалансовые	C ₁		745		1094					51		0		6	0
Ю-0-2	Балансовые запасы																
	I	р-н скв. 404	C ₁	HB	346	1,5	535	0,18	0,52	0,814	0,664	27	0,086	2,3	177,7	5	0,6
	Итого по блоку I		C ₁		346		535					27		2,3		5	1
	II	р-н скв. 5-43	C ₁	H	2630	2,2	5912	0,20	0,53	0,814	0,664	339	0,173	58	177,7	60	15,6
			C ₁	HB	555	1,7	917	0,20	0,53	0,814	0,664	53	0,173	9,1	177,7	9	2,5
		русло 1 р-н скв. 2-151	B	HB	821	3,4	2751	0,21	0,62	0,814	0,664	194	0,405	79	177,7	34	21,3
		р-н скв. 82	C ₁	H	243	2,8	683	0,20	0,52	0,814	0,664	38	0,405	15	177,7	7	4,0
		р-н скв. 86	C ₂	H	15	3,1	47	0,19	0,46	0,814	0,664	2	0,202	0,4	177,7	0	0,1
			C ₂	HB	181	1,8	317	0,19	0,46	0,814	0,664	15	0,202	3,0	177,7	3	0,5
	Всего по русле горизонта		C ₁		821		2751					194		79,0		34	21
	Всего по не русле горизонта		C ₁		3428		7512					430		82,1		76	22
			C ₂		196		364					17		3,4		3	1
	Итого по блоку II		C ₁		4249		10263					624		161,1		110	43
			C ₂		196		364					17		3,4		3	0,6
Итого по Ю-0-2		Балансовые	B+C ₁		4595		10798					651		163,4		115	44
			C ₂		196		364					17		3,4		3	1

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ю-I-1	Балансовые запасы																
	II	р-н скв. 37, 39, 42	C ₁	Н	1442	1,9	2692	0,19	0,50	0,804	0,672	138	0,171	24	188,2	26	14,6
			C ₁	НВ	183	1,2	217	0,19	0,50	0,804	0,672	11	0,171	1,9	188,2	2,1	1,2
		р-н скв. 82, 83, 87	В	Н	498	1,9	969	0,17	0,49	0,804	0,672	44	0,148	6,5	188,2	8	4,0
			В	НВ	330	1,3	432	0,17	0,49	0,804	0,672	19	0,148	2,8	188,2	4	1,7
		русло 1 р-н скв. 151, 152	В	Н	371	2,3	861	0,20	0,57	0,804	0,672	53	0,148	7,9	188,2	10	4,8
			В	НВ	297	1,4	429	0,20	0,57	0,804	0,672	26	0,148	3,9	188,2	5	2,4
	Всего по русле горизонта		В		668		1290					79		12		15	7
Всего по не русле горизонта		В+С ₁		2453		4310					212		35,2		40,1	22	
Всего по Ю-I-1			В+С ₁		3121		5600					291		47,0		55	29
Ю-I-2	Балансовые запасы																
	II	р-н скв. 34,38, 41	C ₁	Н	1769	1,8	3172	0,20	0,55	0,804	0,672	189	0,171	32	188,2	36	19,5
			C ₁	НВ	222	0,9	209	0,20	0,55	0,804	0,672	12	0,171	2,0	188,2	2	1,2
		р-н скв. 82, 83, 87	В	Н	468	1,3	585	0,21	0,59	0,804	0,672	39	0,148	5,8	188,2	7	3,5
			В	НВ	117	1,2	145	0,21	0,59	0,804	0,672	10	0,148	1,5	188,2	2	0,9
		русло 1 р-н скв. 151,152	В	Н	349	2,1	744	0,19	0,53	0,804	0,672	40	0,148	5,9	188,2	8	3,6
			В	НВ	175	1,1	198	0,19	0,53	0,804	0,672	11	0,148	1,6	188,2	2	1,0
	линза р-н. скв. 86	C ₁	Н	139	2,2	309	0,20	0,48	0,804	0,672	16	0,171	2,7	188,2	3	1,6	
	Всего по русле горизонта		В		524		942					51		7,5		10	4,6
	Всего по не русле горизонта		В+С ₁		2715		4420					266		44		50	26,7
Всего по Ю-I-2			В+С ₁		3239		5362					317		51,5		60	31
Итого по Ю-I		Балансовые	В+С ₁		6360		10962					608		98,5		115	60
Ю-II-1	Балансовые запасы																
	II	р-н скв. 1, 231	А	Н	971	18,6	18062	0,24	0,60	0,810	0,643	1355	0,531	720	211,7	287	253,4
			А	НВ	3157	10,2	32258	0,24	0,60	0,810	0,643	2419	0,531	1285	211,7	512	452,3
		р-н скв. 40, 46	А	НВ	411	12,3	5043	0,24	0,66	0,810	0,643	416	0,531	221	211,7	88	77,8
Итого по Ю-II-1		Балансовые	А		4539		55363					4190		2226		887	784
Ю-III-1	Балансовые запасы																
	II	р-н скв. 38-231	C ₁	Н	176	2,0	352	0,21	0,63	0,806	0,684	26	0,065	1,7	183,9	5	0,6
			C ₁	ГН	238	2,2	524	0,21	0,63	0,806	0,684	38	0,065	2,5	183,9	7	1,4
			C ₁	ГНВ	95	3,8	358	0,21	0,63	0,806	0,684	26	0,065	1,7	183,9	5	1,4
			В	НВ	361	2,1	742	0,21	0,63	0,806	0,684	54	0,065	3,5	183,9	10	1,1
	III	р-н скв. 401	C ₁	Н	456	4,2	1923	0,17	0,50	0,806	0,684	90	0,042	3,8	183,9	17	1,0
			C ₁	НВ	321	3,3	1069	0,17	0,50	0,806	0,684	50	0,042	2,1	183,9	9	0,2
		линза р-н скв.413	В	НВ	125	2,0	246	0,19	0,51	0,806	0,684	13	0,015	0,2	183,9	2	0,1
	Забалансовые запасы																
	III	р-н скв. 19	C ₁	Н	380	2,8	1060	0,20	0,59	0,806	0,684	69		0	183,9	13	0,0
Всего по Ю-III-1		Балансовые	В+С ₁		1772	2,9	5214					297		15,5		55	5,7
		Забалансовые	C ₁		380	2,8	1060					69		0		13	0

Продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Ю-III-2а	Балансовые запасы																	
	III	р-н скв. 410	C ₂	НВ	164	1,2	196,8	0,16	0,48	0,805	0,630	8	0,066	0,5	228,5	2	0,1	
Всего по Ю-III-2а		Балансовые	C ₂		164		197					8		0,5		2	0,1	
Ю-III-2б	Балансовые запасы																	
	II	р-н скв. 31, 37	C ₁	НВ	522	2,4	1230	0,19	0,63	0,805	0,630	75	0,132	9,9	228,5	17	2,2	
Всего по Ю-III-2б		Балансовые	C ₁		522	2,4	1230					75		9,9		17	2,2	
Итого по Ю-III		Балансовые	C ₁		2294		6444					372		25,4		72	8	
			C ₂		164		197					8		0,5		2	0	
		Забалансовые	C ₁		380		1060					69		0		13	0	
Итого по Центральный Нуралы		Балансовые	В+С ₁		27705		111891					7920		3059		1431	1035	
			C ₂		1902		4601					270		42		37	6	
		Забалансовые	C ₁		1125		2154					120		0		19	0	
			C ₂		409		160					9		0		1	0	
Восточный Нуралы																		
Ю-IV-k	Забалансовые запасы																	
	II	р-н скв. 79	C ₁	Н	301	0,9	264	0,17	0,72	0,806	0,658	17	0,046	0,8	215,0	4	0,2	
	III	р-н скв. 15	C ₂	Н	1540	1,1	1694	0,28	0,82	0,806	0,658	206		0,0	215,0	44	0,0	
Итого по Ю-IVk		Забалансовые	C ₁		301	0,9	264					17		0,8		4	0	
			C ₂		1540	1,1	1694					206		0		44	0	
Ю-IV-d	Балансовые запасы																	
	II	р-н скв. 400	C ₁	ГН	580	4,9	2840	0,15	0,64	0,806	0,658	145	0,016	2,3	215,2	31	0,70	
			C ₁	Н	181	16,2	2926	0,15	0,64	0,806	0,658	149	0,016	2,4	215,2	32	0,72	
			C ₁	НВ	114	10,3	1173	0,15	0,64	0,806	0,658	60	0,016	0,9	215,2	13	0,29	
		р-н скв. 14	C ₁	ГН	76	2,9	218	0,19	0,85	0,806	0,658	19	0,016	0,3	215,2	4	0,09	
			C ₁	ГНВ	315	5,2	1652	0,19	0,85	0,806	0,658	141	0,016	2,2	215,2	30	0,68	
			C ₁	НВ	76	4,2	318	0,19	0,85	0,806	0,658	27	0,016	0,4	215,2	6	0,13	
Итого по Ю-IVd			Балансовые	C ₁		1342	6,8	9127					541		8,5		116	2,6
Итого по Восточный Нуралы		Балансовые	C ₁		1342		9127					541		8,5		116,0	2,6	
		Забалансовые	C ₁		301		264					17		0,8		4	0	
			C ₂		1540		1694					206		0,0		44	0	
Итого по месторождению		Балансовые	A				93770					6642		3003		1176	946	
			В+С ₁				119694					7471		2057		1119	522	
			A+В+С ₁				213464					14113		5060		2295	1469	
			C ₂				7376					402		62		56	9	
		Забалансовые	C ₁				6346					372		1		65	0	
			C ₂				1996					220		0		46	0	
Итого по месторождению		в пределах лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																
		Балансовые	A				93770					6642		3003		1176	946	
			В+С ₁				118677					7414		2039		1110	519	
			A+В+С ₁				212447					14056		5042		2286	1465	
			C ₂				7376					402		62		56	9	
		Забалансовые	C ₁				6346					372		1		65	0	
			C ₂				1996					220		0		46	0	
		за пределами лицензионной территории ТОО "СП Казгермунай"																
		Балансовые	В				1017					57		18,0		9	3,8	

Таблица 2.5.2 - Подсчет запасов газа газовых шапок и конденсата по состоянию 02.01.2025 г.

Горизонт	Блок	Район скважины	Категория запасов	Зона	Площадь газоносности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических ат.в физические давления	Начальные геологические запасы пластового газа, млн. м ³	КИГ д. ед.	Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн. м ³	Мольная доля сухого газа, д. ед.	Нач.геологические запасы сухого газа, млн.м ³	Начальные извлекаемые запасы "сухого" газа млн. м ³	Потенциальное содержание конденсата, г/см ³	Нач.геологические запасы конденсата, тыс. т	КИК д. ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т
										начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении												
Западный Нуралы																									
Балансовые запасы																									
М-П-4	р-н скв. 92		C ₁	Г	14	1,9	26	0,19	0,60	16,4	0,1	1,232	1	0,833	9,87	0,5	0,864	0,4		0	0		0		0
			C ₁	ГН	190	0,4	80	0,19	0,60	16,4	0,1	1,232	1	0,833	9,87	2,0	0,864	1,7		0	0		0		0
	р-н скв. 69		C ₁	Г	774	8,2	6310	0,18	0,62	16,6	0,1	1,232	1	0,831	9,87	118	0,982	115,8		0	0		0		0
			C ₁	ГН	769	2,0	1540	0,18	0,62	16,6	0,1	1,232	1	0,831	9,87	29	0,982	28,5		0	0		0		0
Итого по М-П-4		Балансовые	C ₁		1747		7956									150		146		0	0		0		0
М-П-3	Балансовые запасы																								
	р-н скв. 102		C ₁	Г	82	2	164	0,17	0,57	16,5	0,1	1,232	1	0,832	9,87	3	0,864	3		0	0		0		0
			C ₁	ГН	63	1,8	111	0,17	0,57	16,5	0,1	1,232	1	0,832	9,87	2	0,864	2		0	0		0		0
	р-н скв. 92		C ₁	ГН	184	1,5	272	0,17	0,57	16,5	0,1	1,232	1	0,832	9,87	4	0,864	3		0	0		0		0
Итого по М-П-3		Балансовые	C ₁		329		547									9		8							
Итого по Западный Нуралы		Балансовые	C ₁		2076		8503									159		154							
Центральный Нуралы																									
Балансовые запасы																									
Ю-Ш-1	П	р-н скв. 38-231	C ₂	Г	38	1,6	60	0,20	0,76	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	2	0,432	1		0	0		0		0
			C ₂	ГН	238	1,2	297	0,20	0,76	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	8	0,432	3		0	0		0		0
			C ₂	ГНВ	95	1,1	109	0,20	0,76	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	3	0,432	1		0	0		0		0
Итого по Ю-Ш-1		Балансовые	C ₂		371	1,3	466									13		4		0	0		0		0
Итого по Центральный Нуралы		Балансовые	C ₂		371		466									13		4		0	0		0	0	0
Восточный Нуралы																									
Ю-IV-d	П	р-н скв. 400,401	C ₂	Г	142	3,1	445	0,19	0,75	21,4	0,1	1,163	1	0,794	9,87	12	0,864	10	0,95	11	10	238,0	3	0,70	2
			C ₂	ГН	580	4,5	2620	0,19	0,75	21,4	0,1	1,163	1	0,794	9,87	73	0,864	63	0,95	69	60	238,0	17	0,70	12
		р-н скв. 14	C ₁	Г	165	14,4	2375	0,19	0,91	21,4	0,1	1,163	1	0,794	9,87	80	0,864	69	0,95	76	66	238,0	19	0,70	13
			C ₁	ГН	76	11,8	897	0,19	0,91	21,4	0,1	1,163	1	0,794	9,87	30	0,864	26	0,95	29	25	238,0	7	0,70	5
			C ₁	ГНВ	315	7,3	2315	0,19	0,91	21,4	0,1	1,163	1	0,794	9,87	78	0,864	67	0,95	74	64	238,0	19	0,70	13
Итого по Ю-IVd		Балансовые	C ₁		556		5587									188		162		179	155		45		31
			C ₂		722		3065										85		73		80	70		20	
Итого по Восточный Нуралы		Балансовые	C ₁		556		5587									188		162		179	155		45		31
			C ₂		722		3065										85		73		80	70		20	
Итого по месторождению		Балансовые	C ₁		2632		14090									347		316		179	155		45		31
			C ₂		1093		3531										98		77		80	70		20	

Таблица 2.5.3 - Подсчет запасов свободного газа и конденсата по состоянию 02.01.2025 г

Горизонт	Блок	Район скважины	Категория запасов	Зона	Площадь газоносности, тыс.м²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Пластовое давление, МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля Мариотта		Поправка на температуру	Коэффициент перевода технических ат.в физические давления	Начальные геологические запасы пластового газа, млн. м³	КИГ д. ед.	Начальные извлекаемые запасы пластового газа, млн. м³	Мольная доля сухого газа, д. ед.	Нач.геологические запасы сухого газа, млн.м³	Начальные извлекаемые запасы "сухого" газа млн. м³	Потенциальное содержание конденсата, г/см³	Нач.геологические запасы конденсата, тыс. т	КИК д. ед.	Начальные извлекаемые запасы конденсата, тыс. т
										начальное	конечное	при начальн. давлении	при конечн. давлении												
Западный Нуралы																									
М-П-4	Балансовые запасы																								
	р-н скв.415	С1	Г	226	8,9	2004	0,18	0,68	16,5	0,1	1,287	1	0,832	9,87	43	0,864	37	0,980	42	36	67,7	3	0,31	1	
		С1	ГВ	531	4,8	2533	0,18	0,68	16,5	0,1	1,287	1	0,832	9,87	54	0,864	47	0,980	53	46	67,7	4	0,31	1	
		С2	Г	165	3,0	495	0,18	0,68	16,5	0,1	1,287	1	0,832	9,87	11	0,864	10	0,980	11	9	67,7	1	0,31	0	
	р-н скв.416	С1	Г	90	3,3	298	0,16	0,69	16,5	0,1	1,287	1	0,832	9,87	6	0,864	5	0,980	6	5	67,7	0	0,31	0	
С1		ГВ	238	1,6	381	0,16	0,69	16,5	0,1	1,287	1	0,832	9,87	7	0,864	6	0,980	7	6	67,7	0	0,31	0		
Итого по М-П-4		С1		1085		5216										110		95		108	93		7		2
		С2		165		495										11		10		11	9		1		0
М-П-3	Балансовые запасы																								
	р-н скв. 67	С1	Г	167	5	833	0,19	0,67	16,5	0,1	1,232	1	0,832	9,87	18	0,864	16		0	0		0		0	
		С1	ГВ	199	2,4	484	0,19	0,67	16,5	0,1	1,232	1	0,832	9,87	10	0,864	9		0	0		0		0	
Итого по М-П-3		С1		366	3,6	1317									28	0,864	25		0	0		0			
Итого по Западный Нуралы	Балансовые	С1		1451	4,5	6533									138		120		108	93		7		2	
		С2		165	3	495									11		10		11	9		1		0	
Центральный Нуралы																									
М-П-1	Балансовые запасы																								
	II	линза р-н скв. 34-200	С2	Г	1220	1,1	1364	0,15	0,51	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	18	0,432	8		0	0		0		0
		р-н скв. 1, 84	С1	Г	230	3,2	733	0,14	0,60	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	10	0,864	9		0	0		0		0
			С1	ГВ	638	1,5	979	0,14	0,60	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	14	0,864	12		0	0		0		0
			р-н скв. 2, 152	С1	Г	507	2,6	1372	0,17	0,65	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	26	0,864	22		0	0		0	
		С1		ГВ	198	0,7	165	0,17	0,65	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	3	0,864	3		0	0		0		0
		р-н скв. 40, 409	С2	Г	158	1,5	410	0,13	0,63	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	6	0,432	3		0	0		0		0
С2	ГВ		119	1,6	180	0,13	0,63	17,3	0,1	1,205	1	0,826	9,87	2	0,432	1		0	0		0		0		
Итого по М-П-1		Балансовые	С1		1573	2,1	3249								53		46		0	0		0		0	
			С2		1497	1,3	1954								26		12		0	0		0		0	
Ю-0-1	Забалансовые																								
	II	линза р-н скв. 1	С1	Г	224	0,6	142	0,21	0,52	17,5	0,1	1,163	1	0,824	9,87	3		0		0	0		0		0
Итого по Ю-0-1		Забалансовые	С1		224		142								3		0		0	0		0		0	
Ю-0-2	Балансовые																								
	II	р-н скв. 40-46	С1	Г	403	1,9	780	0,18	0,49	17,6	0,1	1,163	1	0,824	9,87	11	0,864	10		0	0		0		0
			С1	ГВ	237	1,8	417	0,18	0,49	17,7	0,1	1,163	1	0,823	9,87	6	0,864	5		0	0		0		0
	Забалансовые																								
II	линза р-н скв. 1	С1	Г	146	2,3	343	0,19	0,50	17,6	0,1	1,163	1	0,824	9,87	5	0,864	4		0	0		0		0	
Итого по Ю-0-2		Балансовые	С1		640		1197									17		15							
		Забалансовые	С1		146		343									5		4							

Продолжение таблицы 2.5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Ю-I-1	Балансовые																								
	II	р-н скв. 40-409	C ₁	Г	309	1,9	578	0,19	0,50	17,8	0,1	1,163	1	0,822	9,87	9	0,864	7,9		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	197	0,5	104	0,19	0,50	17,8	0,1	1,163	1	0,822	9,87	2	0,864	1,5		0	0		0		0
Итого по Ю-I-1		Балансовые	C ₁		506	1,3	682								11		9		0	0		0		0	
Ю-I-2	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46-409	C ₂	Г	268	1,3	356	0,17	0,48	17,8	0,1	1,163	1	0,822	9,87	4,9		0,0		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	39	0,9	34	0,17	0,48	17,8	0,1	1,163	1	0,822	9,87	0,5		0,0		0	0		0		0
Итого по Ю-I-2		Балансовые	C ₂		307	1,3	390								5,4		0,0		0	0		0		0	
Балансовые																									
Ю-II-1	II	р-н скв. 2-151	C ₁	Г	272	1,8	488	0,18	0,57	18,27	0,1	1,163	1	0,818	9,87	9	0,864	8		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	2057	2,9	5899	0,18	0,57	18,27	0,1	1,163	1	0,818	9,87	103	0,864	89		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	1077	1,0	1130	0,18	0,57	18,27	0,1	1,163	1	0,818	9,87	20	0,864	17		0	0		0		0
Итого по Ю-II-1		Балансовые	C ₁		2329		6387								112		97		0	0		0		0	
			C ₂		1077		1130								20		17		0	0		0		0	
Балансовые																									
Ю-III-1	II	р-н скв. 46-409	C ₂	Г	32	3,3	105	0,16	0,59	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	2	0,432	1		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	213	2,3	480	0,16	0,59	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	8	0,432	3		0	0		0		0
			Забалансовые																						
	II	линза р-н скв. 1	C ₁	Г	25	4,6	114	0,16	0,57	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	2		0		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	92	2,3	209	0,16	0,57	18,4	0,1	1,163	1	0,818	9,87	3		0		0	0		0		0
Всего по Ю-III-1		Балансовые	C ₂		245	2,4	585								10		4		0	0		0		0	
		Забалансовые	C ₁		117	2,8	323								5		0		0	0		0		0	
Балансовые																									
Ю-III-2а	II	р-н скв. 46-409	C ₁	Г	240	3,4	814	0,18	0,73	18,6	0,1	1,163	1	0,816	9,87	19	0,864	16		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	125	1,4	178	0,18	0,73	18,6	0,1	1,163	1	0,816	9,87	4	0,864	3		0	0		0		0
		р-н скв. 33-231	C ₁	Г	370	2,6	965	0,19	0,63	18,6	0,1	1,163	1	0,816	9,87	20	0,864	17		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	540	1,9	1023	0,19	0,63	18,6	0,1	1,163	1	0,816	9,87	21	0,864	18		0	0		0		0
Всего по Ю-III-2а		Балансовые	C ₁		1275	2,3	2980								64		54		0	0		0			
Ю-III-26	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46	C ₁	ГВ	205	1,5	298	0,17	0,71	18,6	0,1	1,163	1	0,816	9,87	6	0,864	5		0	0		0		0
Всего по Ю-III-26		Балансовые	C ₁		205		298								6		5		0	0		0		0	
Итого по Ю-III		Балансовые	C ₁		1480		3278								70		59		0	0		0		0	
			C ₂		245		585								10		4		0	0		0		0	
Забалансовые		C ₁		117		323									5		0		0	0		0		0	
Итого по Центральный Нуралы		Балансовые	C ₁		6528		14793								263		226		0	0		0		0	
			C ₂		3126		4059								61		33		0	0		0		0	
Забалансовые		C ₁		487		808								13		4		0	0		0		0		
Итого по месторождению		Балансовые	C ₁		7979		21326								401		346		108	93		7		2	
			C ₂		3291		4554								72		43		11	9		1		0	
Забалансовые		C ₁		487		808									13		4		0	0		0		0	

Продолжение таблицы 2.5.																									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
	Забалансовые																								
	II	линза р-н скв. 1	C ₁	Г	146	2.3	343	0.19	0.50	17.6	0.1	1.163	1	0.824	9.87	5	0.864	4		0	0		0		0
Итого по Ю-0-2		Балансовые	C ₁		640		1197									17		15							
		Забалансовые	C ₁		146		343										5								
Ю-I-1	Балансовые																								
	II	р-н скв. 40-409	C ₁	Г	309	1.9	578	0.19	0.50	17.8	0.1	1.163	1	0.822	9.87	9	0.864	7.9		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	197	0.5	104	0.19	0.50	17.8	0.1	1.163	1	0.822	9.87	2	0.864	1.5		0	0		0		0
Итого по Ю-I-1		Балансовые	C ₁		506	1.3	682									11		9		0	0		0		0
Ю-I-2	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46-409	C ₂	Г	268	1.3	356	0.17	0.48	17.8	0.1	1.163	1	0.822	9.87	4.9		0.0		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	39	0.9	34	0.17	0.48	17.8	0.1	1.163	1	0.822	9.87	0.5		0.0		0	0		0		0
Итого по Ю-I-2		Балансовые	C ₂		307	1.3	390									5.4		0.0		0	0		0		0
Балансовые																									
Ю-II-1	II	р-н скв. 2-151	C ₁	Г	272	1.8	488	0.18	0.57	18.27	0.1	1.163	1	0.818	9.87	9	0.864	8		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	2057	2.9	5899	0.18	0.57	18.27	0.1	1.163	1	0.818	9.87	103	0.864	89		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	1077	1.0	1130	0.18	0.57	18.27	0.1	1.163	1	0.818	9.87	20	0.864	17		0	0		0		0
Итого по Ю-II-1		Балансовые	C ₁		2329		6387									112		97		0	0		0		0
			C ₂		1077		1130										20		17		0	0		0	
Ю-III-1	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46-409	C ₂	Г	32	3.3	105	0.16	0.59	18.4	0.1	1.163	1	0.818	9.87	2	0.432	1		0	0		0		0
			C ₂	ГВ	213	2.3	480	0.16	0.59	18.4	0.1	1.163	1	0.818	9.87	8	0.432	3		0	0		0		0
	II	линза р-н скв. 1	Забалансовые																						
C ₁			Г	25	4.6	114	0.16	0.57	18.4	0.1	1.163	1	0.818	9.87	2		0		0	0		0		0	
Всего по Ю-III-1		Балансовые	C ₂		245	2.4	585									10		4		0	0		0		0
		Забалансовые	C ₁		117	2.8	323										5		0		0	0		0	
Ю-III-2а	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46-409	C ₁	Г	240	3.4	814	0.18	0.73	18.6	0.1	1.163	1	0.816	9.87	19	0.864	16		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	125	1.4	178	0.18	0.73	18.6	0.1	1.163	1	0.816	9.87	4	0.864	3		0	0		0		0
		р-н скв. 33-231	C ₁	Г	370	2.6	965	0.19	0.63	18.6	0.1	1.163	1	0.816	9.87	20	0.864	17		0	0		0		0
			C ₁	ГВ	540	1.9	1023	0.19	0.63	18.6	0.1	1.163	1	0.816	9.87	21	0.864	18		0	0		0		0
Всего по Ю-III-2а		Балансовые	C ₁		1275	2.3	2980									64		54		0	0		0		0
Ю-III-2б	Балансовые																								
	II	р-н скв. 46	C ₁	ГВ	205	1.5	298	0.17	0.71	18.6	0.1	1.163	1	0.816	9.87	6	0.864	5		0	0		0		0
Всего по Ю-III-2б		Балансовые	C ₁		205		298									6		5		0	0		0		0
Итого по по Ю-III		Балансовые	C ₁		1480		3278									70		59		0	0		0		0
			C ₂		245		585									10		4		0	0		0		0
		Забалансовые	C ₁		117		323										5		0		0	0		0	
Итого по Центральный Нуралы		Балансовые	C ₁		6528		14793									256		220		0	0		0		0
			C ₂		3126		4059									58		31		0	0		0		0
		Забалансовые	C ₁		487		808									13		0		0	0		0		0
Итого по месторождению		Балансовые	C ₁		6894		16110									278		239		0	0		0		0
			C ₂		3126		4059									58		31		0	0		0		0
		Забалансовые	C ₁		487		808									13		0		0	0		0		0

3. ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Поисковое бурение на месторождении Нуралы начато с 1987г, первооткрывательницей является скважина 1. По проекту поискового бурения в 1987-1989гг было пробурено 12 поисковых скважин (1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 и скважины 4, 5, пробуренные по проекту бурения площади Аксай).

В 1989-2001гг произведено разведочное бурение с целью оконтуривания выявленных залежей нефти и газа. При этом пробурены 13 разведочных скважин - 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22, 26, 27, 28, 29, 30. На дату составления Проекта пробной эксплуатации в фонде скважин находились 26 скважин, из которых 15 скважин находились в ликвидации, 9 (1, 4, 7, 8, 9, 14, 22, 26, 28) в консервации и 2 скважины (2 и 5) в испытании.

В рамках реализации Проекта пробной эксплуатации в 2002-2004гг пробурены 2 поисковых (49, 51) и 4 разведочных (31, 32, 35, 45) скважин. В итоге количество пробуренных скважин в конце 2004г составило 31 единиц.

Месторождение введено в промышленную разработку в 2005г согласно «Технологической схеме разработки месторождения Нуралы» утвержденной ЦКР РК (Протокол №32 от 15.04.05г) выполненной на основе подсчета запасов по состоянию на 01.01.2003г. К реализации был принят рекомендуемый 4 вариант разработки, предусматривающий бурение 9 разведочных, 33 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. Фактический с 2003г по 2009г включительно пробурено 25 скважин. По результатам бурения этих скважин и сейсмических исследований МОГТ 3Д выявлено изменение геологической структуры, балансовых и извлекаемых запасов по горизонтам и в целом по месторождению, что послужило основой для пересчета запасов нефти и газа.

В 2010г «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» выполнен по состоянию на 01.01.2010г и утвержден в ГКЗ РК (Протокол № 972-10-У от 06.10.2010г). С 2011г месторождение разрабатывалось согласно «Уточненной технологической схеме...» (протокол ЦКР РК №173 от 15.07.2011г), при реализации которой в 2011-2013гг пробурено 34 скважин.

В 2014г был составлен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 1501-14-У от 08.12.2014г). Запасы нефти и газа, конденсата и сопутствующих компонентов по месторождению были пересчитаны по всем горизонтам.

В 2015г на основе пересчитанных запасов, был составлен «Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.06.2015г» с проектными показателями на 2015-17гг, (Протокол ЦКРР РК №62/14 от 27 августа 2015г).

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Нуралы на 01.07.2017г» с проектными показателями на 2017-2019гг (Утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №90/12 от 30.10.2017г).

В 2019г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Анализ разработки месторождения Нуралы на 01.01.2019г» с проектными показателями на 2020-2021гг. (Утвержден МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №04-14/16932 от 30.10.2020г).

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г» (Протокол ГКЗ РК №2378-21-У от 26.11.2021г).

В 2022г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Проект разработки месторождения Нуралы на 01.01.2021г» с проектными показателями на 2022-24гг (Утвержден МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК № 04-0/2266-вн от 10.03.2022).

В 2023г на основе результатов бурения скважин №№417, 418 на горизонте М-П-4, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Прирост запасов горизонта М-П-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2577-23-У от 27.07.2023г.

В 2024г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на основе новых запасов было составлено «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы», согласно которому в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения, (Протокола ЦКРР РК №48/12 от 24.02.2024г) проект был принят по рекомендуемому II варианту разработки до конца рентабельного периода.

В 2025г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2025г» (Протокол ГКЗ РК №2773-25-У от 22.10.2025г). Основанием для составления пересчета запасов являются результаты испытания оценочных скважин 415 и 416, в которых были получены промышленные притоки пластового газа по горизонту М-П-4 и перевыработка извлекаемых запасов нефти II (М-П-1) и IV (Ю-0-2+Ю-1-2) объектов 101,4% и 104,9% соответственно, выработка по I (М-П-3, М-П-4) и V (Ю-1-1/2) объектам составляет 94,6% и 98,9%). Также в результате переинтерпретации ГИС в отдельных скважинах по горизонту М-1 были выделены нефтенасыщенные коллектора. Проведено опробование в одной скважине №92, где был

получен промышленный приток нефти. Соответственно результаты испытания дали обоснования представлять новый подсчетный объект в рамках текущего отчета.

В утвержденном ДПР-2024г выделены 8 основных самостоятельных эксплуатационных объектов

I объект - горизонты М-II-3, М-II-4 на участке Западный Нуралы;

II объект – горизонт М-II-1 на участке Центральный Нуралы;

III объект – горизонты Ю-0-1, Ю-0-2 на участке Центральный Нуралы;

IV объект – горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 на участке Западный Нуралы (р-н скв.№500);

V объект – горизонт Ю-I-1/2 на участке Центральный Нуралы;

VI объект – горизонт Ю-II-1 на участке Центральный Нуралы;

VII объект – горизонт Ю-III-1 на участке Центральный Нуралы;

«Возвратный» объект - горизонт Ю-III-2б на участке Центральный Нуралы;

VIII объект - горизонт Ю-IV-d на участке Восточный Нуралы.

С учетом результатов фактической реализации проектного документа и анализа текущего состояния разработки, для регулирования и оптимизации процесса разработки месторождения в ДПР-2024г рассмотрены 2 варианта разработки, принят 2 вариант, технологические показатели утверждены на период с 2024г до конца рентабельного периода.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по ИДН в 14 скважинах на I и VI объектах в скважинах №№ 49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 101, 103, 107, 125, 231, 31Д в 2025г, на III объекте в 2023г предусмотрен перевод с ГРП скважины №37 (V об.), в 2025г ввод из наблюдательного фонда двух скважин №№226, 414, в 2027г перевод с ГРП скважины №36 (VI об.), в 2028г перевод с ГРП скважины №200 (VI об.), в 2029г перевод с ГРП скважины №41 (VI об.), в 2030г перевод с ГРП двух скважин №№33, 38 (V об.). На VI объект в 2029г предусмотрен перевод скважин №№43, 78 (III об.); в 2029г перевод скважины №81 (из нагн. фонда III об.). В 2026г планируется перевод из наблюдательного фонда VIII объекта скважины №410 под добычу VII объекта, ввод из наблюдательного фонда скважины №401 на VIII объект. В 2030г планируется ввод в разработку Возвратного объекта переводом в скважине №39 (VI об.). Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 42 и 14 ед.

3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности

Анализ гидродинамических исследований скважин был выполнен на основе данных, предоставленных компанией ТОО «СП «Казгермунай». Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) проведены и интерпретированы компанией ТОО «Алстрон». Интерпретация данных проводилась с помощью специализированного программного продукта «PanSystem».

Замеры давления и температуры при исследовании методом неустановившихся режимов, а именно КВД, КПД производились глубинными манометрами «PPS-25», при исследовании методами КВУ, КПУ динамические и статические уровни определялись уровнемерами «СУДОС-автомат 2», «СУДОС-автомат».

На 01.01.2026г на месторождении проведены гидродинамические исследования различных методов, включающие:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, КПД);
- Исследования методом установившихся отборов (МУО);
- Гидропрослушивание;
- On-line мониторинг.

Результаты исследований имеются по всем эксплуатационным объектам. Распределение количеств проведенных гидродинамических исследований по объектам с начала разработки приведены в таблице 3.1.1.

Результаты гидродинамических исследований скважин и пластов представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.1 - Виды и количество проведённых гидродинамических исследований по объектам

Объекты	Вид исследования												
	МУО	КВД	КВУ	КПД	КВД+МУО	ИПТ	OLS	ИК	КПУ	Замер Рпл	Замер Рзаб	Замер Ндин	Замер Нстат
I объект	28	42	56	72	4	8	0	3	4	209	345	3114	77
II объект	4	5	12	2	0	2	0	0	1	51	30	616	70
III объект	6	21	26	17	4	1	0	0	3	94	151	1381	45
IV объект	2	0	4	1	0	3	7	0	0	17	19	139	5
V объект	0	7	7	2	0	0	0	0	0	26	45	497	37
VI объект	27	38	13	35	8	2	41	2	0	101	165	900	33
VII объект	0	0	1	0	1	0	0	0	0	1	7	49	3
VIII объект	1	0	1	0	0	0	0	0	0	7	12	74	6
Всего	68	113	120	129	17	16	48	5	8	506	774	6883	276

I объект

Всего с начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 206 гидродинамических исследования, из них 28 исследований МУО, 56 исследований КВУ, 72 исследования КПД, 42 исследований КВД, 4 исследования КВД+МУО и 4 исследования КПУ.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1989г в скважине №8 составило 17,7 МПа. Текущее пластовое давление замеренное при проведении исследований КВУ в 5 добывающих скважинах в 2022г изменялось в интервале от 8,0 до 21,3 МПа в среднем по объекту составляет 15,4 МПа. В 2022г проведены 9 исследований КПД в 6 скважинах, интерполированное пластовое давление изменялось в интервале от 15,1 до 19,7 МПа в среднем по объекту составляет 16,5 МПа.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,214 до $1110 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя **$117,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$** . Среднее значение пьезопроводности составляет **$0,598 \text{ м}^2/\text{с}$** , изменяясь в интервале от 0,00209 до $9,22 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,000068 до $9,58 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя **$0,0,169 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$** .

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале $0,99\text{-}874,98 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем **$53,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$** .

Коэффициенты приемистости по нагнетательным скважинам изменяются в интервале $8,34\text{-}205,23 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем **$46,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$** .

II объект

Всего с начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 24 гидродинамических исследования, из них 4 исследования МУО, 12 исследований КВУ, 2 исследования КПД, 5 исследований КВД и 1 исследование КПУ.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1989г в скважине №7 составило 18,3 МПа. В 2022г на данном объекте были проведены 2 сложных ГДИС 1 КВУ и 1 КПД. Текущее пластовое давление, замеренное в добывающей скважине №218 составляет 16,4 МПа. Интерполированное пластовое давление в скважине №405 по результатам исследованию КПД составило 25,9 МПа.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемость по скважинам №№218, 405 составляет 0,8 до $252 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя **$42,3 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$** . Среднее значение пьезопроводности составляет **$0,271 \text{ м}^2/\text{с}$** , изменяясь в интервале от 0,0014 до $2,89 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,000417 до $0,27 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя **$0,02 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$** .

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в

интервале 0,79-17,56 м³/(сут*МПа), составляя в среднем **5,52** м³/(сут*МПа). Коэффициенты приемистости по нагнетательной скважине №405 составил 17,56м³/(сут*МПа).

III объект

Всего с начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 77 гидродинамических исследований, из них 6 исследований МУО, 26 исследований КВУ, 17 исследований КПД, 21 исследование КВД, 4 исследования КВД+МУО и 3 исследования КПУ.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1988г в скважине №2 составило 19,6 МПа В 2022г было проведено 5 сложных ГДИС. Текущее пластовое давление, замеренное в 3 добывающих скважинах в 2022г изменялось в интервале от 4,5 до 7,8 МПа, в среднем по объекту составляет 6,4 МПа. Интерполированное пластовое давление по результатам 2 исследований КПД в скважинах №79 и №81 составило 25,8 и 20,3 МПа соответственно.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,031 до 895*10⁻³мкм², в среднем составляя **63,3*10⁻³мкм²**. Среднее значение пьезопроводности составляет **2,05** м²/с, изменяясь в интервале от 0,00134 до 126 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,0000001 до 0,00389 м³/МПа*с, в среднем составляя **0,00027** м³/МПа*с.

Коэффициенты приемистости по нагнетательным скважинам изменяются в интервале 2,47-29 м³/(сут*МПа), составляя в среднем **14,5** м³/(сут*МПа).

IV объект

С начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 2 исследования МУО, 4 исследования КВУ, 1 исследование КПД, 17 прямых замеров пластового давления, 19 замеров забойного давления, 139 замеров динамического и 5 замеров статического уровня.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1991г в скважине №29 составило 16,8 МПа. Пластовое давление замеренное в скважине №500 в 2020г составляет 8,1 МПа.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 8,1 до 251,7*10⁻³мкм², в среднем составляя **78,7*10⁻³мкм²**. Среднее значение пьезопроводности составляет **0,24** м²/с, изменяясь в интервале от 0,0414 до 0,961 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,0001 до 1,05 м³/МПа*с, в среднем составляя **0,000182** м³/МПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 1,02-53,2 м³/(сут*МПа), составляя в среднем **17,5** м³/(сут*МПа).

V объект

Всего с начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 16 гидродинамических исследования, из них 7 исследований КВУ, 7 исследований КВД и 2 исследования КПД, 532 замера динамического и 37 замеров статического уровня.

Начальное пластовое давление, замеренное в 2012г в скважине №83 составило 18,0 МПа. Текущее пластовое давление, замеренное по результатам КВД в 2022г в 2 скважинах №33 и №38 составило 22,1 и 15,7 МПа соответственно. Достоверность замеров в скважине №33 вызывает сомнения, так как начальное пластовое давление, замеренное в 2012г в скважине №83 составило 18,0 МПа. Давление, замеренное в 2016г в скважине №33 составило 19,5 МПа. В 2022г проведены 3 исследования КПД по 2 скважинам №34,83, интерполированное пластовое давление в скважине №83 составило 17,3 МПа.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,1803 до $24,9 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя $5,1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $8,46 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,0013 до $126 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,0000448 до $0,024 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $0,0043 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале $0,2\text{-}34,86 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $7,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

VI объект

Всего с начала разработки по скважинам данного объекта было проведено 121 гидродинамических исследования, из них 27 исследований МУО, 13 исследований КВУ, 35 исследований КПД, 38 исследований КВД и 8 исследований МУО+КВД.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1989г в скважине №1 составило 18,6 МПа. В 2022г проведены 3 сложных ГДИС 2 исследования КВУ и 1 исследование КПД. Текущее пластовое давление, замеренное в 2 добывающих скважинах №41 и №46 составило 20,9 и 19,2 МПа соответственно. Достоверность замеров вызывает сомнения, так как значения выше начальных пластовых давлений замеренных в данных скважинах.

Интерполированное пластовое давление по результатам ГДИС в скважине №84 составило 15,6 МПа. По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,59 до $1026 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, в среднем составляя $281,1 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $1,43 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,00448 до $6,5 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,0002 до $26,7 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $3,01 \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в

интервале 0,3-1406,6 м³/(сут*МПа), составляя в среднем **198,24** м³/(сут*МПа).

Коэффициенты приемистости по нагнетательным скважинам изменяются в интервале 15,2-105,57 м³/(сут*МПа), составляя в среднем **68,1** м³/(сут*МПа).

VII объект

По горизонту гидродинамические исследования МУО и КВД проведены только по скважине №43 после освоения с общей продолжительностью исследования 110 часов. Начальное пластовое давление, замеренное в 2011г составило 19,0 МПа. Текущее пластовое давление, замеренное в 2020г в оценочной скважине №413, составляет 20,5 МПа.

При этом продуктивность пласта составила 0,27 м³/(сут*МПа), проницаемость 0,1361 *10⁻³ мкм². В данное время объект не разрабатывается.

VIII объект

По горизонту проведено по 1 гидродинамическому исследованию МУО и КВУ.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1990г в скважине №14 составило 21,2 МПа. Текущее давление по данному объекту не замерялось.

В 1990 году в скважине №14 было проведено МУО, проницаемость скважины составила 40,0*10⁻³ мкм², гидропроводность - 390 м³/МПа*с. Коэффициенты продуктивности – 15,3 м³/(сут*МПа).

В 2016г в скважине №400 было проведено КВУ, проницаемость скважины составила 2,1*10⁻³ мкм², гидропроводность - 0,0672 м³/МПа*с. Коэффициенты продуктивности – 3,3 м³/(сут*МПа).

Таблица 3.1.2 - Результаты гидродинамических исследований скважин (горизонта, объекта, участка)

Наименование	ДПР-2024г				ДПР-2026г			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение	Количество		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений			скважин	измерений		
I объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	17,7	1	1	-	17,7
Текущее пластовое давление, МПа	16	16	7,9-18,1	15,01	5	5	8,0-21,3	15,4
Пластовая температура, °С	34	148	55,4-84,6	80,5	34	148	55,4-84,6	80,5
Дебит нефти, м³/сут	30	452	0,9-315	61,8	30	453	0,9-315	61,7
Удельная продуктивность, м³/(сут*м*МПа)	30	123	0,161-168,265	8,0	30	132	0,161-168,265	7,96
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	30	123	0,99-437,1	39,0	30	132	0,99-874,98	53,7
Удельная приемистость, м³/(сут*м*МПа)	8	27	0,42-7,89	3,03	8	42	0,42-7,89	2,79
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	8	27	8,34-205,23	53,58	8	42	8,34-205,23	46,7
Гидропроводность, м³/МПа*с	35	165	0,001 – 9,58	0,184	35	180	0,000068 – 9,58	0,169
Пьезопровод-ность, м²/с	35	160	0,00209 – 9,22	0,629	35	175	0,00209 – 9,22	0,598
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм²	35	177	0,214 - 1110	124,78	35	199	0,214 - 1110	117,9
II объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	18,3	1	1	-	18,3
Текущее пластовое давление, МПа	3	3	8,5-15,5	11,7	1	1	16,4	16,4
Пластовая температура, °С	6	38	78,9-84,6	82,0	6	39	72-84,6	81,7
Дебит нефти, м³/сут	5	94	0,7-54	18,7	5	94	0,7-54	18,7
Удельная продуктивность, м³/(сут*м*МПа)	5	19	0,06587-2,51	0,83	5	21	0,0658-2,51	0,9
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)					1	1	17,56	17,56
Удельная приемистость, м³/(сут*м*МПа)	-	-	-	-	1	1	2,51	2,51
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	-	-	-	-			8,34-205,23	46,7
Гидропроводность, м³/МПа*с	6	19	0,001 - 0,27	0,02	7	20	0,000417 - 0,27	0,02
Пьезопроводность, м²/с	6	17	0,0014-1,1	0,117	6	18	0,0014-2,89	0,271
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм²	6	22	0,8 - 252	39,2	6	24	0,8 - 252	42,3
III объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	19,6	1	1	-	19,6
Текущее пластовое давление, МПа	10	11	4,65-16,25	9,72	3	3	4,5-7,8	6,4
Пластовая температура, °С	14	85	42,7-86,6	72,9	14	85	42,7-86,6	72,9
Дебит нефти, м³/сут	13	149	1-243,9	43,4	13	149	1-243,9	43,4
Удельная продуктивность, м³/(сут*м*МПа)	11	44	0,018-14,125	2,3	11	44	0,018-14,125	2,3
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	11	44	0,18-123,83	16,7	11	44	0,18-123,83	16,7
Удельная приемистость, м³/(сут*м*МПа)	1	8	0,19-2,23	1,1	1	8	0,19-2,23	1,1
Коэффициент приемистости, м³/(сут*МПа)	1	8	2,47-29	14,5	1	8	2,47-29	14,5
Гидропроводность, м³/МПа*с	14	66	0,0000223-3,891	0,221	14	66	0,0000223-3,891	0,221
Пьезопровод-ность, м²/с	14	65	0,00134-126	2,05	14	65	0,00134-126	2,05
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм²	14	67	0,031-895	63,3	14	67	0,031-895	63,3
IV объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	16,8	1	1	-	16,8
Текущее пластовое давление, МПа	1	1	8,1	8,1	-	-	-	-
Пластовая температура, °С	3	12	81,16-85,4	83,1	3	12	81,16-85,4	83,1
Дебит нефти, м³/сут	2	11	2-127	35,5	2	11	2-127	35,5
Удельная продуктивность, м³/(сут*м*МПа)	3	8	0,255-8,87	3,3	3	8	0,255-8,87	3,3
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	3	8	1,02-53,2	17,5	3	8	1,02-53,2	17,5
Гидропроводность, м³/МПа*с	3	6	0,0000471-1,05	0,182	3	6	0,0001-1,05	0,182
Пьезопровод-ность, м²/с	2	5	0,0414-0,961	0,24	2	5	0,0414-0,961	0,24
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм²	3	7	8,1-251,7	78,7	3	7	8,1-251,7	78,7
V объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	18,0	1	1	-	18,0
Текущее пластовое давление, МПа	2	2	14,3	12,90	2	2	15,7-22,1	18,9
Пластовая температура, °С	4	27	73,4-88,16	81,8	4	30	54,7-88,16	79,5
Дебит нефти, м³/сут	6	30	1,275-58	16,6	6	30	1,275-58	16,6
Удельная продуктивность, м³/(сут*м*МПа)	6	12	0,04-1,72	0,61	6	17	0,04-4,2	1,0
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	6	12	0,2-9,9	3,8	6	17	0,2-34,86	7,3
Гидропроводность, м³/МПа*с	6	12	0,0001-0,024	0,0054	6	15	0,0000448-0,024	0,0043
Пьезопровод-ность, м²/с	6	12	0,0013-0,283	0,08	6	15	0,0013-126	8,46

Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	6	12	0,1803-24,86	5,7	6	17	0,1803-24,86	5,1
VI объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	18,6	1	1	-	18,6
Текущее пластовое давление, МПа	4	4	15,0-16,0	15,5	2	2	19,2-20,9	20,0
Пластовая температура, °С	19	154	33,2-88,2	73,06	19	156	33,2-88,2	72,84
Дебит нефти, м ³ /сут	18	145	1,75-402	109,7	18	145	1,75-402	109,7
Удельная продуктивность, м ³ /((сут*м*МПа)	19	77	0,0825-100,47	17,1	19	79	0,0825-100,47	17,1
Коэффициент продуктивности, м ³ /((сут*МПа)	19	77	0,33-1406,6	198,2	19	79	0,33-1406,6	198,2
Удельная приемистость, м ³ /((сут*м*МПа)	4	30	0,71-8,5	5,0	4	32	0,71-8,5	5,1
Коэффициент приемистости, м ³ /((сут*МПа)	4	30	15,2-105,57	66,9	4	32	15,2-105,57	68,1
Гидропроводность, м ³ /МПа*с	18	105	0,0002-26,7	3,06	18	107	0,0002-26,7	3,01
Пьезопровод-ность, м ² /с	17	103	0,00448-6,5	1,45	17	105	0,00448-6,5	1,43
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	20	119	1,6-1026	290	20	123	0,59-1026	281,1
VII объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	19,0	1	1	-	19,0
Текущее пластовое давление, МПа	1	1	-	20,5	1	1	-	-
Пластовая температура, °С	1	3	86,51-87,7	87,2	1	3	86,51-87,7	87,2
Дебит нефти, м ³ /сут	2	2	0,39-120	60,2	2	2	0,39-120	60,2
Удельная продуктивность, м ³ /((сут*м*МПа)	2	2	0,06-70,97	35,5	2	2	0,06-70,97	35,5
Коэффициент продуктивности, м ³ /((сут*МПа)	2	2	0,27-390,33	195,3	2	2	0,27-390,33	195,3
Гидропроводность, м ³ /МПа*с	2	2	0,00000479-0,0163	0,008	2	2	0,00000479-0,0163	0,008
Пьезопроводность, м ² /с	2	2	0,00065-9,73	4,87	2	2	0,00065-9,73	4,87
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	2	2	0,1361-2717,7	1358,9	2	2	0,1361-2717,7	1358,9
VIII объект								
Начальное пластовое давление, МПа	1	1	-	21,2	1	1	-	21,2
Текущее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
Пластовая температура, °С	0	0	-	-	0	0	-	-
Дебит нефти, м ³ /сут	1	1	-	2,2	1	1	-	2,2
Удельная продуктивность, м ³ /((сут*м*МПа)	2	2	0,143-1,7	0,9	2	2	0,143-1,7	0,9
Коэффициент продуктивности, м ³ /((сут*МПа)	2	2	3,3-15,3	9,3	2	2	3,3-15,3	9,3
Гидропроводность, м ³ /МПа*с	2	2	0,0000672-0,39	0,195	2	2	0, 0672-390	0,195
Пьезопровод-ность, м ² /с	1	1	-	0,01	1	1	-	0,01
Общая проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	2	2	2,1-40	21,1	2	2	2,1-40	21,1

Таблица 0.4 – Результаты проведенных ГДИС за период 2024-2026гг

№ скв.	Дата начала исследования	Дата окончания исследования	Объект	Горизонт	Вид ГДИС	Действующие интервалы перфорации	Глубина спуска прибора	Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	Удельный коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	Гидропроводность, мкм²*м/МПа*с	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	Пьезопроводность, м²/с	Скин-фактор	Рпл, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
81	09.05.2021	17.05.2021	3	Yu-0-1	КПД	2033-2041;2043-2048	2040			2,23E-05	6,79	0,0873	36,76	16,5
106	02.06.2021	11.06.2021	1	М-II-3	КПД	1758-1778	1768			0,000077	2,54	0,0367	-2,9	16,5
66	11.06.2021	14.06.2021	1	М-II-3+М-II-4	КПД	1732-1734; 1741-1749	1732			0,000262	18,02	0,277	0,72	17,1
210	14.06.2021	17.06.2021	1	М-II-3	КПД	1745-1755	1750			0,000536	29,15	0,423	-5,2	20,4
216	18.06.2021	23.06.2021	1	М-II-3	КПД	1731-1757	1744			0,00094	45,01	0,668	-4,8	20,9
69	13.07.2021	14.07.2021	1	М-II-4	КВУ	1738-1748	1738							7,2
81	05.07.2021	16.07.2021	3	Yu-0-1	КПД	2033-2041;2043-2048	2040			0,000218	6,39	0,0823	21,9	16,9
26	01.08.2021	08.08.2021	1	М-II-3	КПД	1745-1750; 1752-1760; 1762-1770	1757			0,000141	10,28	0,193	-6,6	15,8
217	02.08.2021	27.08.2021	3	Yu-0-1	КВУ	1825,4-1827,2;1830,9-1834,7;1837-1841	1825,4							4,7
70	26.08.2021	02.09.2021	1	М-II-3	КВУ	1755-1757;1761-1763;1766-1767	1755	59,117	11,8234		8,08			13,0
39	27.08.2021	02.09.2021	6	Yu-2	КВУ	1831,3-1836,5	1831,3							17,1
105	21.09.2021	22.09.2021	1	М-II-3	КВУ	1741-1743,5; 1744,5-1746	1743,5	2,753	0,68825		1,02			15,0
125	27.10.2021	31.10.2021	1	М-II-3	КВУ	1758-1761;1763,5-1765	1761,5	467,198	103,8218		348,38			18,7
79	19.10.2021	03.11.2021	3	Yu-0-1	КПД	1775-1780,5	1778	7,84	1,425455	4,38E-05	3,94	0,0468	-7,1	20,2
51	19.11.2021	28.11.2021	1	М-II-3	КВУ	1764-1767	1765,5	236,407	78,80233		49,33			16,5
216	01.12.2021	08.12.2021	1	М-II-3	КПД	1731-1757	1744			0,000882	42,24	0,627	-3,4	18,6
86	21.12.2021	24.12.2021	6	Yu-2	КПД	1843-1845;1848,3-1850,3;1856-1862;1863-1869;1874-1884	1863			0,00114	17,48	0,226	-3,48	16,3
200	18.12.2021	26.12.2021	6	Yu-2	КВУ	2009-2011;2018-2022	2015,5	16,83	4,2075		0,59			18,1
33	26.12.2021	04.01.2022	5	Yu-1	КВУ	1942,5-1944,5; 1955,5-1958	1966,25	15,15	3,366667		1,15			22,1
402	25.01.2022	28.01.2022	1	М-II-4	КВУ	1734,5-1748,5	1741,5							8,0
43	28.01.2022	31.01.2022	3	Yu-0-2	КВУ	1881-1887; 1891-1893; 1894-1899; 1906-1909	1895							7,8
41	10.02.2022	11.02.2022	6	Yu-2	КВУ	1844-1855	1847,7	269,19	24,47182		12,4			20,9
46	12.02.2022	13.02.2022	6	Yu-2	КВУ	1831-1838	1829,25							19,2
26	11.04.2022	19.04.2022	1	М-II-3	КПД	1745-1750; 1752-1760; 1762-1770	1758			0,000132	9,59	0,18	-6,6	15,7
91	12.03.2022	21.03.2022	1	М-II-3	КВУ	1759-1762; 1765-1767	1763,5	447,71	89,542		167,76			21,3
38	12.03.2022	21.03.2022	5	Yu-1	КВУ	2096-2097; 2100-2103; 2105-2107; 2138-2140,3	2118,1	34,86	4,2		3,26			15,7
83	19.03.2022	26.03.2022	5	Yu-1	КПД	1857-1868;1897-1905,5	1891	1,27	0,065128	4,48E-05	1,2	0,015	6,2	16,4
28	20.04.2022	27.04.2022	1	М-II-3+М-II-4	КПД	1737-1742 1748-1758	1748			7,15E-05	3,88	0,0431	-4,7	15,6
81	02.04.2022	11.04.2022	3	Yu-0-1	КПД	2033-2041;2043-2048	2040			0,000197	5,76	0,0741	0,51	20,3
66	27.03.2022	30.03.2022	1	М-II-3+М-II-4	КПД	1732-1734; 1741-1749	1740			0,000276	18,96	0,291	-0,92	15,6
66	11.05.2022	15.05.2022	1	М-II-3+М-II-4	КПД	1732-1734; 1741-1749	1741			0,00026	17,92	0,275	2,03	15,5
66	07.09.2022	14.09.2022	1	М-II-3+М-II-4	КПД	1732-1734; 1741-1749	1741			8,13E-05	4,18	0,0639	-2,66	15,1
49	18.04.2022	07.05.2022	1	М-II-3+М-II-4	КВУ	1725-1729;1735-1742	1725	126,09	11,46273		23,75			19,3
107	07.05.2022	09.05.2022	1	М-II-3	КВУ	1748-1750;1750,5-1753,7	1748	874,98	168,2654		613,1			14,9
97	04.05.2022	10.05.2022	1	М-II-3	КПД	1740,5-1743;1745-1749;1755-1765	1753			0,00118	35,88	0,565	1,96	18,1
106	09.03.2022	17.03.2022	1	М-II-3	КПД	1758-1778	1768			7,61E-05	2,51	0,0362	-3,4	16,6
79	27.05.2022	01.06.2022	3	Yu-0-1	КПД	1775-1780,5	1778	2,02	0,367273	0,000166	14,98	0,178	8,5	25,8
405	03.06.2022	12.06.2022	2	М-II-1	КПД	1820-1827	1823	17,56	2,508571	0,000417	143,09	2,89	-6,3	25,9
34	18.06.2022	27.06.2022	5	Ю-1	КПД	1787,5-1793; 1813-1816	1855	16,71	1,965882	0,000159	8,84	126	-6,3	
84	29.06.2022	07.07.2022	6	Yu-2	КПД	1857,8-1860,8 1861,3-1865,3 1866,3-1868,7	1863			0,000713	30,25	0,393	-5,1	15,6
218	30.06.2022	09.07.2022	2	М-II-1	КВУ	1815-1828	1821,5	9,21	0,708462		11,08			16,4
226	07.07.2022	12.07.2022	3	Yu-0-1	КПУ	1783-1789	1786							4,5
83	08.07.2022	17.07.2022	5	Yu-1	КПД	1857-1868;1897-1905,5	1891	10,59	0,543077	9,53E-05	2,55	0,032	-4,4	17,3
78	21.07.2022	24.07.2022	3	Yu-0-1	КВУ	1775-1778;1779-1783	1779							6,9
98	21.07.2022	01.08.2022	1	М-II-3+М-II-4	КВУ	1728,6-1729,8;1741-1746	1737,3	23,79	3,837097		12,71			13,5
106	07.08.2022	15.08.2022	1	М-II-3	КПД	1758-1778	1768			0,000068	2,24	0,0324	-4,3	16,9
210	30.04.2022	03.05.2022	1	М-II-3	КПД	1745-1755	1750			0,000558	30,38	0,441	-4,5	19,7

Характеристика энергетического состояния

Оценка энергетического состояния залежей меловых и юрских горизонтов проводилась с использованием результатов прямых замеров пластовых и забойных давлений, замеров статических и динамических уровней, данных полученных по результатам исследований КВД, МУО, КВУ, КПД, ИПТ, OLS и опробований пластов. Все значения пластовых давлений указанных в данном разделе являются приведенными значениями на уровень ВНК соответствующего горизонта. Значения забойных давлений были приведены на середину интервала перфорации. Карты изобар по состоянию на 01.01.2023г представлены в графических приложениях №№30-34.

Объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находятся 22 скважины, все действующие. В нагнетательном фонде находятся 8 скважин, 7 действующих и 1 скважина (№65) в бездействии. Скважины №№65, 210, 216 находятся за контуром нефтеносности.

Объект условно можно разделить на несколько участков: основной участок, район скважины №8, район скважины №69 и район скважины №22.

Основной участок

Начальное пластовое давление на участке замеренное в ноябре 1990г в скважине №26 составило 17,2 МПа. Давление насыщения – 11,7 МПа.

Участок разрабатывается с ППД, гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами подтверждается результатами трассерных исследований.

В 2022г в 3 добывающих скважинах (№№49, 98, 107) провели 3 прямых замеров пластового давления. Диапазон изменений пластовых давлений по скважинам от 13,5 до 19,3 МПа, в среднем составляет 15,9 МПа, что выше давления насыщения на 4,2 МПа. Наибольшее значение пластового давления наблюдаются в скважине №49 –19,1 МПа соответственно. Достоверность измерения пластового давления по скважине №49 вызывает сомнения, так как значение выше начального пластового. Пластовое давление, измеренное в скважинах №№98, 107 составило 13,4 и 14,8 МПа соответственно. Забойные давления по добывающим скважинам в течении 2022г изменялись в диапазоне от 2,32 до 13,3 МПа, в среднем по участку составляя 7,4 МПа, что ниже давления насыщения на 4,3 МПа.

Во всех нагнетательных скважинах в 2021-2022гг замерялось забойное давление, в среднем составляет 25,2 МПа. Интерполированное пластовое давление по скважинам №№26, 28, 66, 97, 106, 210, 216 составляет 15,7, 15,7, 15,8, 18,1, 16,7, 20,5 и 19,8МПа

соответственно.

На рисунке 3.1.1 приведена динамика изменения пластового и забойного давления на основном участке.

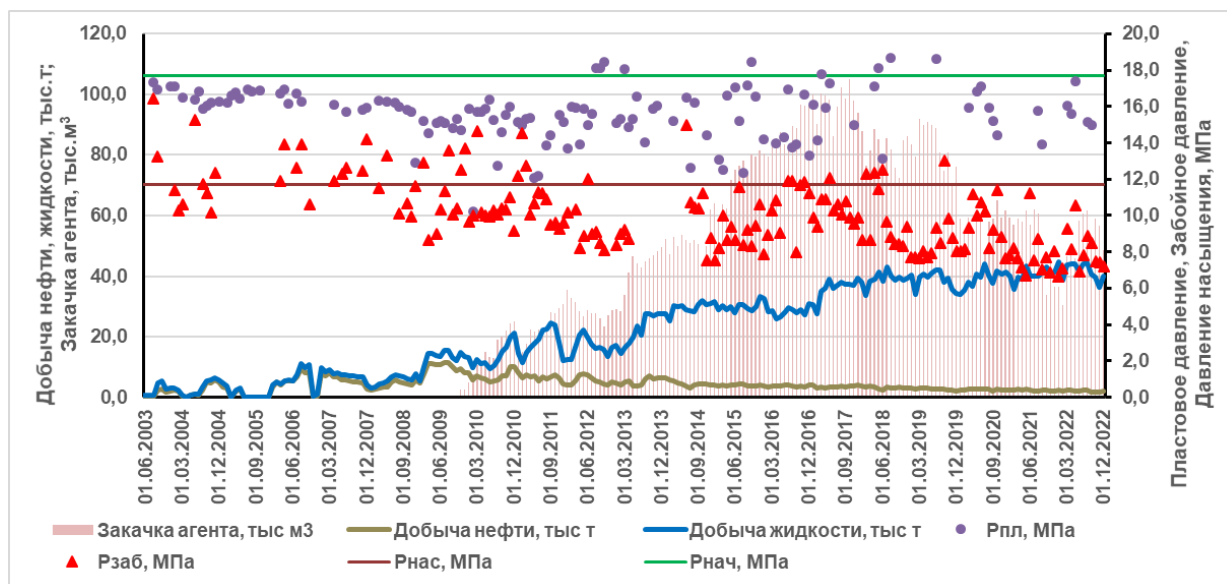


Рис. 3.1.1 - Динамика изменения пластового давления основного участка I объекта

Район скважины №8

Начальное пластовое давление в данном районе, замеренное в январе 1989г в скважине №8 составило 17,7 МПа. Давление насыщения – 11,7 МПа.

В 2021г в 2 добывающих скважинах №51, 125 было проведено 2 исследования КВУ, пластовое давление приведенное на уровень ВНК составило 16,5 и, 18,7 МПа.

В 2022г в 1 добывающей скважине №91 было проведено 1 исследование КВУ, пластовое давление приведенное на уровень ВНК составило 21,3 МПа, что выше давления насыщения на 9,6 МПа. Достоверность измерения пластового давления по скважине №91 вызывает сомнения, так как значение выше начального пластового. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись в диапазоне от 6,9 до 15,9 МПа, в среднем по участку составляя 10,6 МПа, что на 1,1 МПа ниже уровне давления насыщения.

На рисунке 3.1.2 приведена динамика изменения пластового и забойного давления на участке.

Район скважины №22

Данный район до мая 2020г разрабатывался одной добывающей скважиной №22, по причине высокой обводности скважина выбыла в наблюдательный фонд. Начальное пластовое давление, замеренное в сентябре 1990г в скважине №22 составило 17,1 МПа. Давление насыщения для данного района составляет 16,8 МПа. Залежь выделяется в пределах горизонта М-II-4.

В 2020-2022гг замер пластовых давлений не проводился, последний замер пластового давления проводился в 2009г, пластовое давление составило 16,8 МПа.

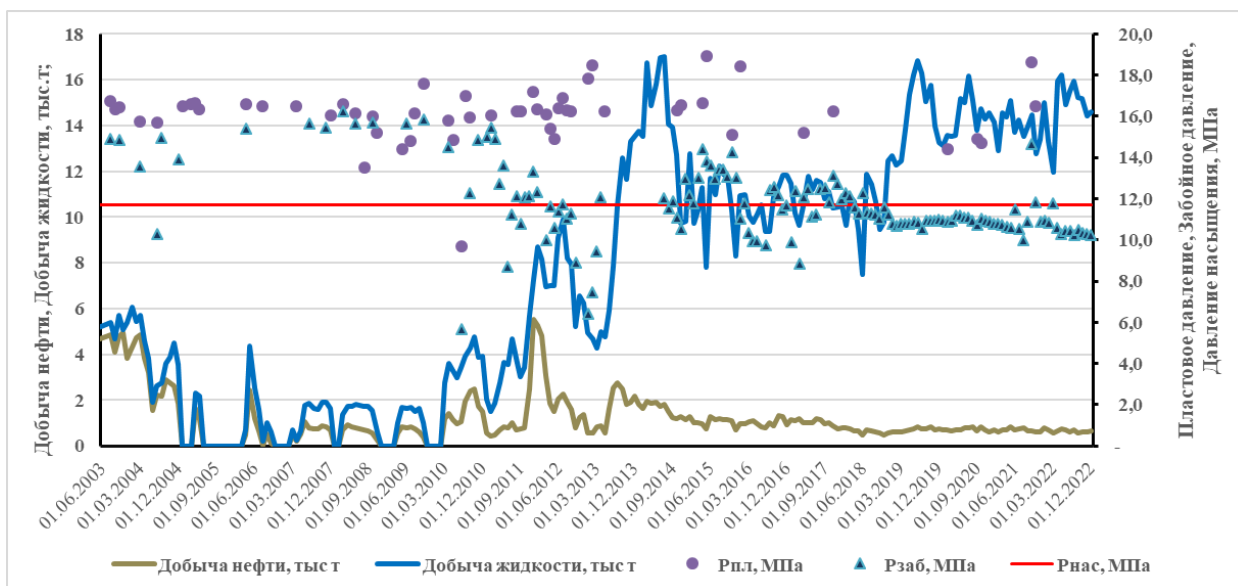


Рис. 3.1.2 - Динамика изменения пластового давления района скв. №8, I объекта

Район скважины №69

Начальное пластовое давление на участке замеренное в январе 2006г в скважине №69 составило 17,2 МПа. Давление насыщения для данного района составляет 16,8 МПа. Залежь выделяется в пределах горизонта М-П-4. В данном районе находятся три скважины №69, 402, 418.

В 2021г пластовое давление замерялось в скважине №69, которое составило 7,2 МПа, что на 9,6 МПа ниже давления насыщения.

В 2022г пластовое давление замерялось в скважине №402, которое составило 8,0 МПа, что на 8,8 МПа ниже давления насыщения. Забойные давления в течении года изменялись от 4,6 до 6,12 МПа, в среднем составляло 5,22 МПа. На рисунке 3.1.3 приведена динамика изменения пластового и забойного давления в данном районе.

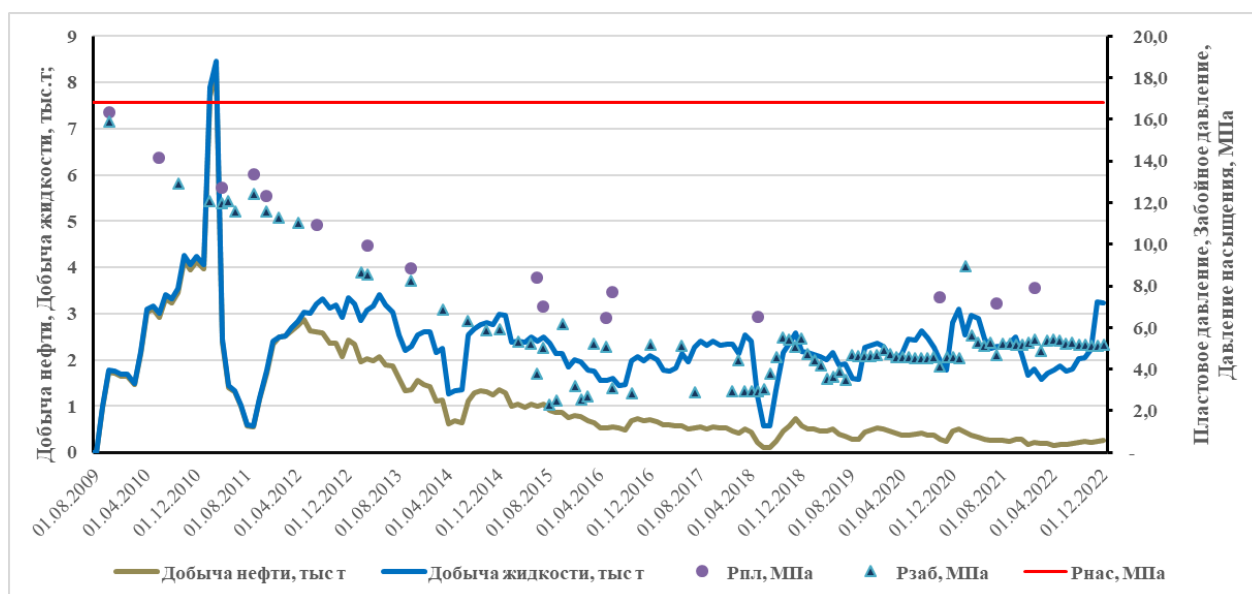


Рис. 3.3.3 - Динамика изменения пластового давления района скв. №69 I объекта

II объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находятся 2 скважины. Скважины №№9, 32, находятся в наблюдательном фонде. Объект разрабатывается на естественном режиме без ППД.

Начальное пластовое давление горизонта М-II-1 замеренное по скважине №7 (1989г) блока I составляет 18,3 МПа. Пластовое давление, замеренное в скважине №9 в 1997г, составило 17,9 МПа. Давление насыщения составляет 8,75 МПа.

В 2022г пластовое давление замерялось в одной скважине №218 и составило 16,4 МПа. Забойные давление, рассчитанные на основе динамических уровней, в 2022г изменялись от 1,2 до 12,9 МПа, в среднем составляли 5,2 МПа. Интерполированное пластовое давление по скважине №405 составляет 25,9 МПа. На рисунке 3.1.4 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по объекту.

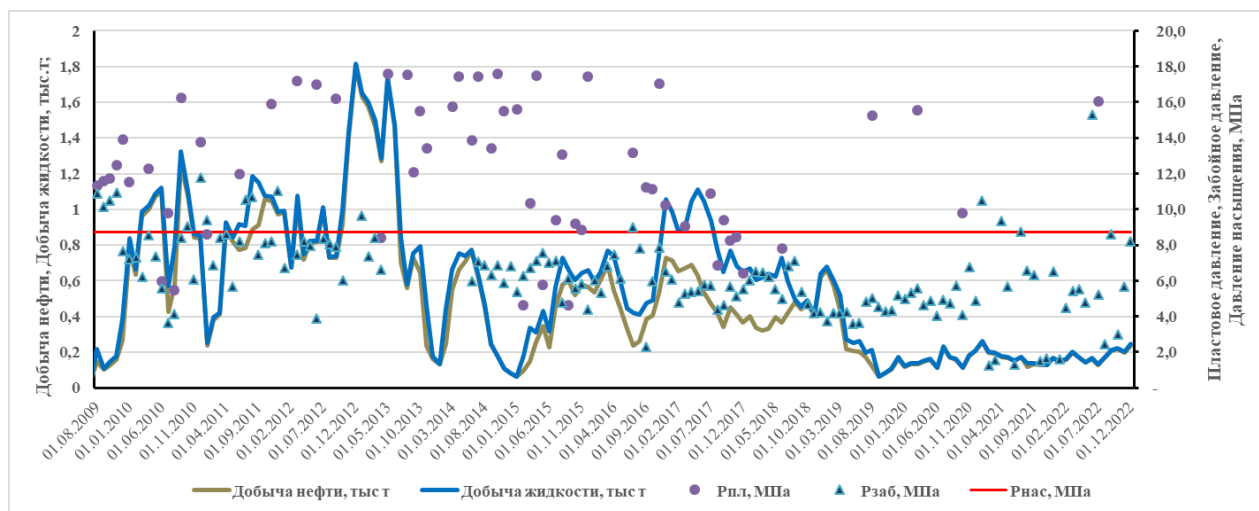


Рис. 3.1.4 - Динамика пластового давления по II объекту

III объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находятся 6 скважин. В нагнетательном фонде находятся 3 скважины. Скважины №№141, 217, 226, 404, 414 находятся в наблюдательном фонде.

Данный объект имеет сложное геологическое строение, поэтому для удобства разделим на несколько участков: русло 1, русло 2, русло 3, участок нерусел, участок скважины №2.

Русло 1

Всего на данном участке пробурено 2 скважины №№217, 219, на дату отчета в скважина №217 находится в наблюдательном фонде.

Начальное пластовое давление, замеренное в феврале 2013г в скважине №217, составило 16,7 МПа. Давление насыщения составляет 11,3 МПа.

Последний замер пластового давления в скважине №217 проведен в 2021г и составил 4,66 МПа, что на 6,64 МПа ниже давления насыщения. Забойное давление по скважине №217, в 2021г, изменялось от 2,3 до 9,3 МПа, в среднем составило 5,76 МПа. На рисунке 3.1.5 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по руслу 6.

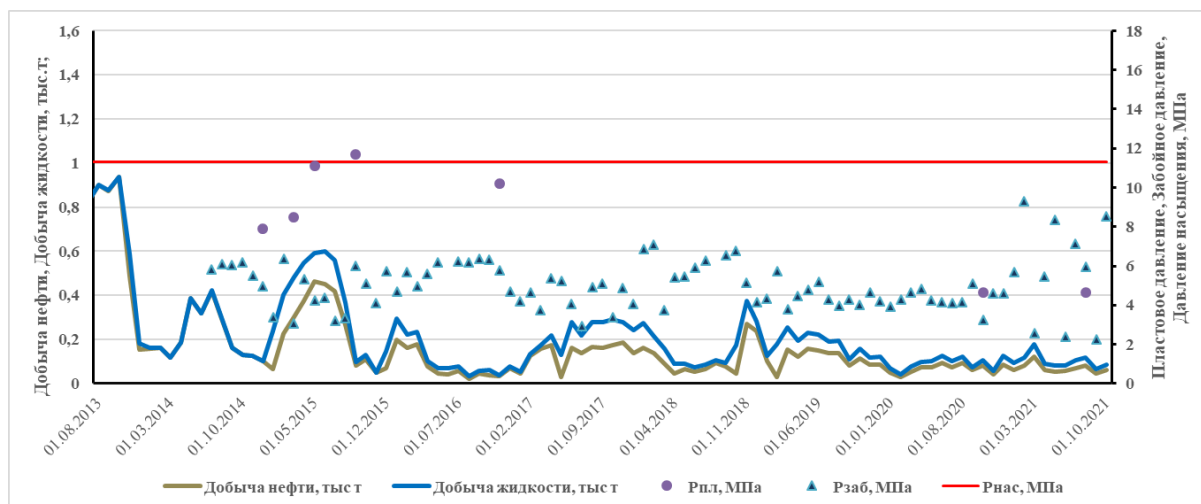


Рис. 3.1.5 - Динамика пластового давления на участке русло 1 III объекта

Русло 2

На дату отчета в добывающем фонде находятся 2 скважины №№43, 78. В нагнетательном фонде 1 скважина №81.

Начальное пластовое давление, замеренное в ноябре 2008г в скважине №200, составило 17,0 МПа. Давление насыщения составляет 11,3 МПа.

В 2022г замер пластового давления проводился в двух скважинах №№43, 78 и составило 7,8 и 6,9 МПа соответственно, что ниже давления насыщения на 3,5 и 4,4 МПа. Интерполированное пластовое давление по скважине №81 по результатам двух исследований КПД составило 16,5 и 16,9 МПа. Забойные давления по скважинам в течении года изменялись от 3,1 до 9,6 МПа, в среднем забойное давление составило 5,72 МПа. На рисунке 3.1.6 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по руслу 7.

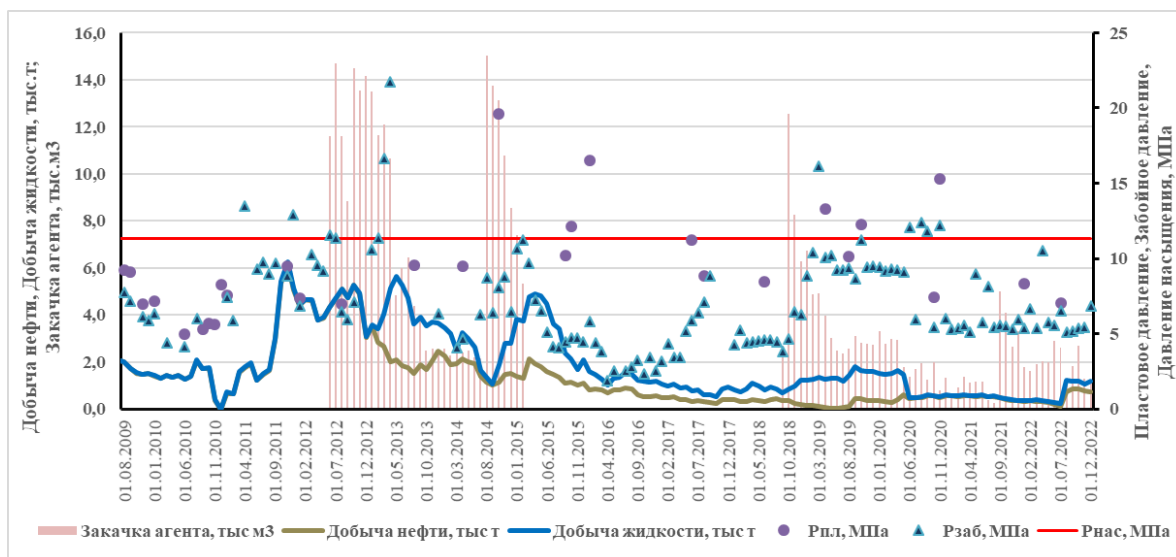


Рис. 3.1.6 - Динамика пластового давления на участке русло 2 III объекта

Русло 3

На дату отчета в добывающем фонде нет скважин, в наблюдательном фонде две скважины №№226, 414. В нагнетательном фонде 1 скважина №79.

Начальное пластовое давление, замеренное в мае 2013г в скважине №226, составило 15,4 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа.

В 2022г проведен 1 замер пластового давления в скважине № 226 пластовое давление составило 4,5 МПа. Интерполированное пластовое давление по скважине №79 по результатам исследования КПД составило 25,8 МПа. Забойное давление по скважине №226, в течении года изменялось от 2,2 до 10,2 МПа, в среднем забойное давление составило 3,9 МПа.

На рисунке 3.1.7 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по руслу 9.

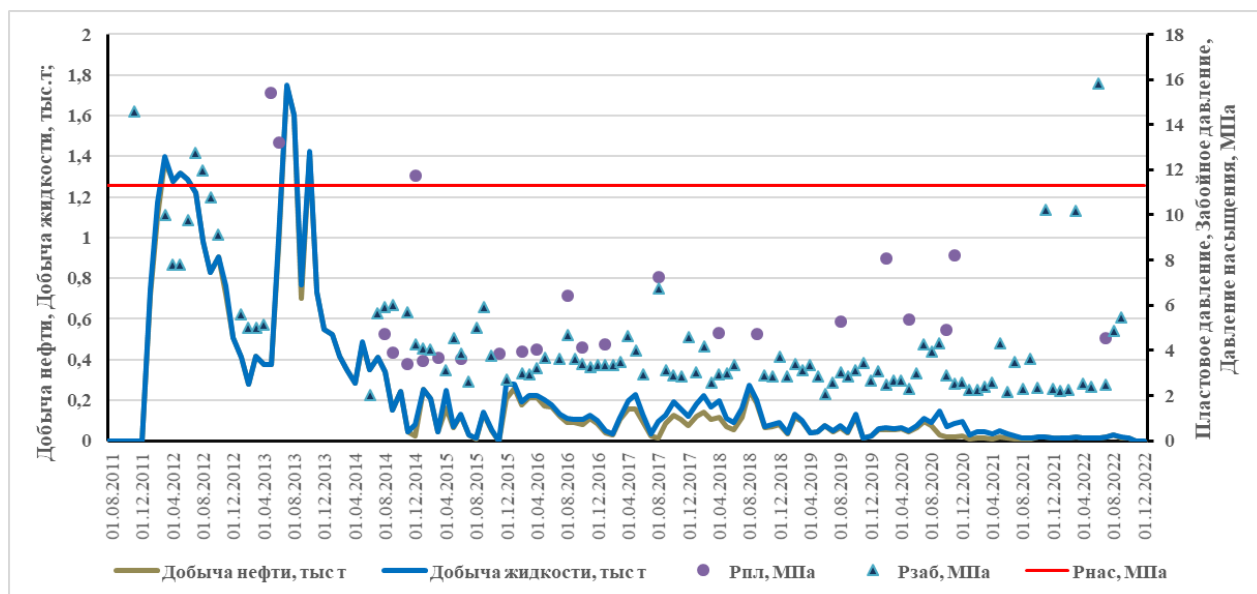


Рис. 3.1.7 - Динамика пластового давления на участке русло 3 III объекта

Участок нерусел

На 01.01.2023г в добывающем фонде находится 1 скважина №42,, в наблюдательном фонде находится одна скважины №141. В нагнетательном фонде 1 скважина №5.

Начальное пластовое давление, замеренное в июле 2010г в скважине №34, составило 17,5 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа.

Последний замер пластового давления был проведен в 2020г, пластовое давление замерялось в скважине №141 и составило 13,6 МПа. На рисунке 3.1.8 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по участку нерусел.

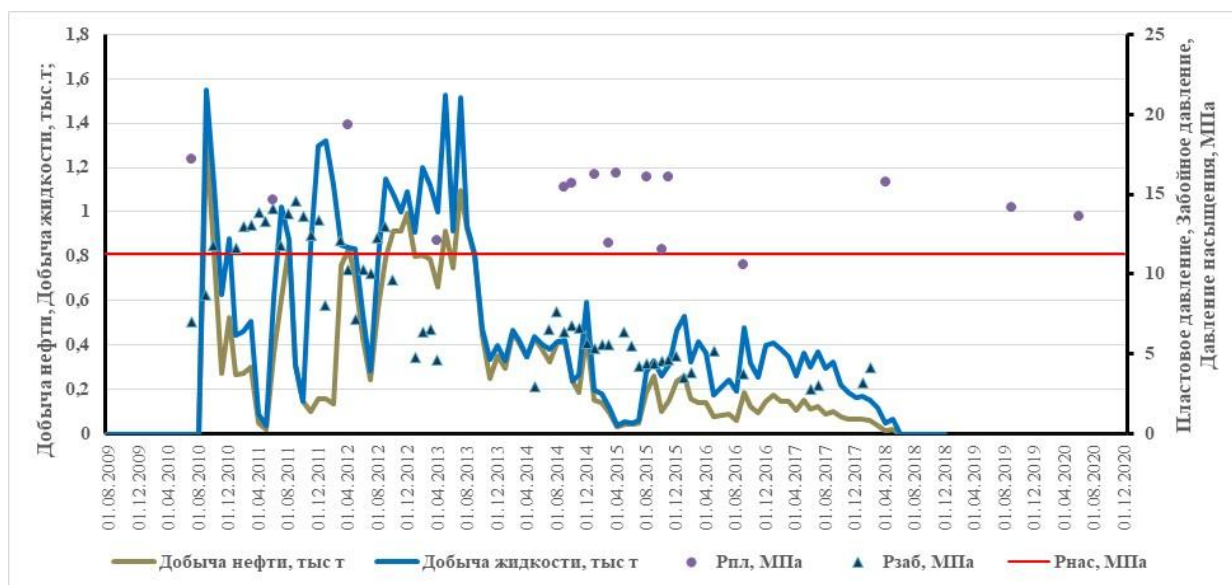


Рис. 3.1.8 - Динамика пластового давления на участке нерусел III объекта

Участок скважины №2

На дату отчета в добывающем фонде находится 3 скважины №№2, 151, 152. Начальное пластовое давление, замеренное в июле 1988г в скважине №2, составило 18,5 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа.

Последние замеры пластового давления были проведены в 2020г, пластовое давление замерялось во всех скважинах и в среднем составило 15,76 МПа. Забойные давления по добывающим скважинам в течении 2022 года изменялись от 0,8 до 14,3 МПа, в среднем забойное давление составило 5,2 МПа. На рисунке 3.1.9 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по участку скв. №2.

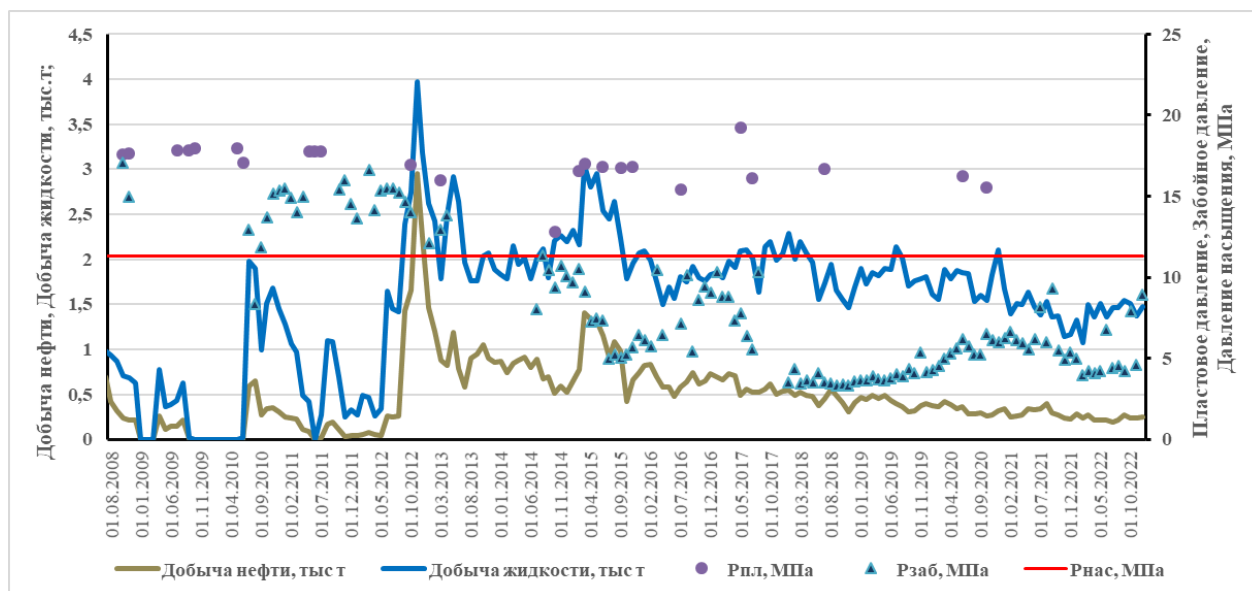


Рис. 3.1.9 - Динамика пластового давления на участке скв. №2 III объекта

IV объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находится 1 скважина №500. Скважины №№45, 300 находятся в консервации.

Объект можно разделить на три участка: район скв. №45, район скв. №500, район скв. №29.

Район скв. №45

На дату составления отчета данный район не разрабатывается. Скважина №45 находится в консервации.

Начальное пластовое давление, замеренное в 2004 году, составляло 17,2 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа. Последний замер пластового давления проводился в июне 2016г. Пластовое давление составило 7,3 МПа.

Район скв. №29

На дату составления отчета данный район не разрабатывается. Скважина №300 находится в консервации.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1991 году в скважине №29, составило 16,8 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа. В 2019г пластовое давление замерялось в скважине №300 и составило 18,1 МПа.

Район скв. №500

Данный район эксплуатируется одной добывающей скважиной №500.

Начальное пластовое давление, замеренное в августе 2014г составило 16,6 МПа. Давление насыщения - 11,3 МПа.

В 2020г пластовое давление, замеренное во время проведения КВУ составило 8,1 МПа. В 2021-2022г замеров пластового давления не проводилось. Забойное давление в

течении 2022 года изменялось от 4,9 до 5,5 МПа и в среднем составляло 5,2 МПа.

V объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находятся 3 скважины №№33, 37, 38. В нагнетательном фонде 2 скважины №34, 83. В наблюдательном фонде скважина №82.

Объект можно разделить на 2 участка: район скв. №38 и район скв. №82.

Район скв. №38

Начальное пластовое давление, замеренное в 2013г в скважине №38 составило 17,8 МПа. Давление насыщения - 15,2 МПа.

В 2022г пластовое давление замерялось в скважинах №33 и №38 и в среднем составило 18,9 МПа. Достоверность замера пластового давления по скважине №33 вызывает сомнения так как оно выше начального пластового давления. Интерполированное пластовое давление по скважине №83 по результатам исследования КПД составило 16,4 МПа. Забойное давление по скважинам №№33, 38 в течении года изменялось от 5 до 11,2 МПа, в среднем составило 7,13 МПа. На рисунке 3.1.10 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по району скв. №38.

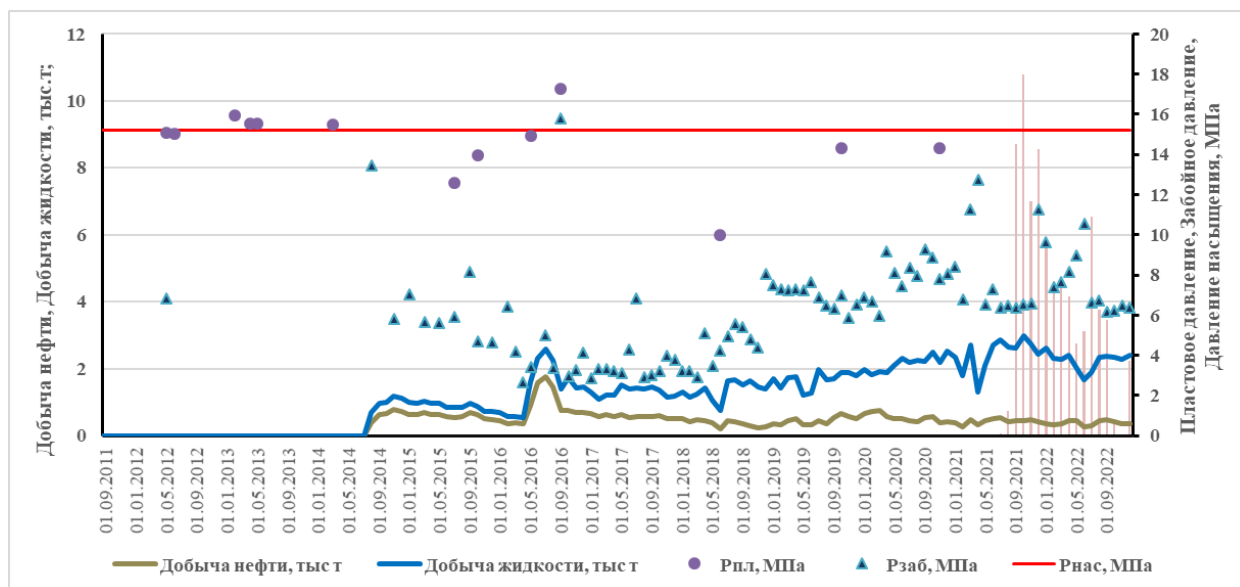


Рис. 3.1.10 - Динамика пластового давления в районе скв. №38 V объекта

Район скв. №82

На дату отчета в добывающем фонде нет скважин. Скважина №82 находится в наблюдательном фонде. В нагнетательном фонде 1 скважина №83.

Начальное пластовое давление, замеренное в 2012г в скважине №83 составило 18,0 МПа. Давление насыщения - 15,2 МПа.

В 2020г пластовое давление замерялось в скважине №83 и составило 15,6 МПа. На рисунке 3.1.11 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по району скв. №82.

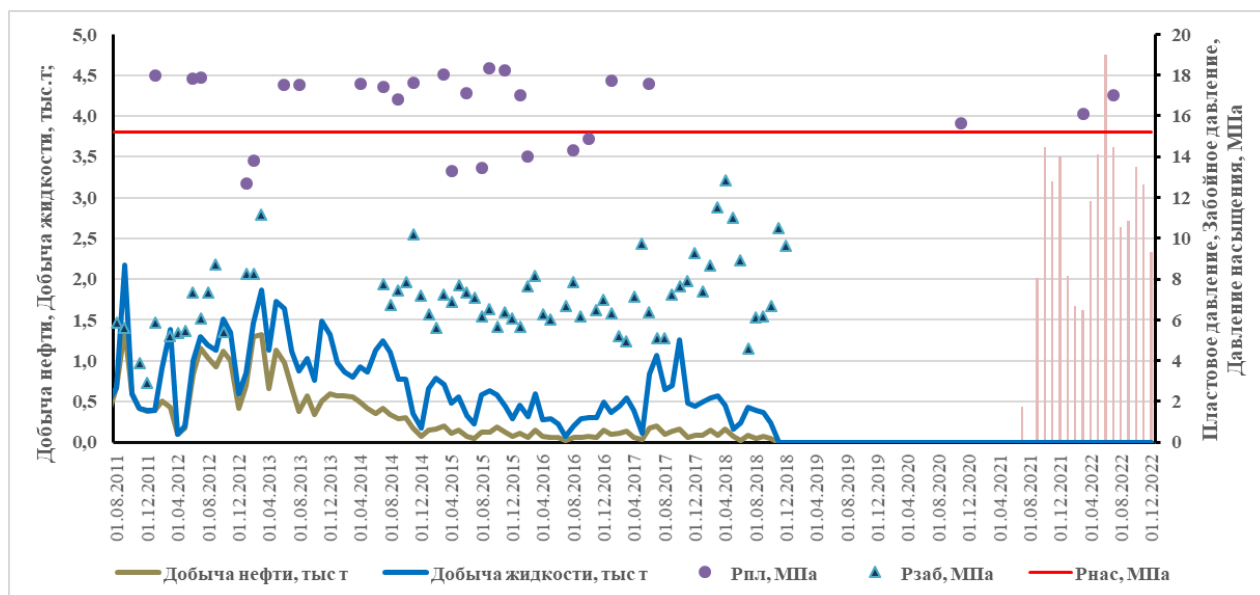


Рис. 3.1.11 - Динамика пластового давления в районе скв. №82 V объекта

VI объект

На 01.01.2023г в добывающем фонде находятся 6 скважин из них 5 действующих. В нагнетательном фонде находятся 3 скважины №№44, 84, 86. В наблюдательном фонде находится одна скважина № 409.

Начальное пластовое давление, замеренное в 1989г в скважине №1 составило 18,6 МПа. Давление насыщения - 15,2 МПа.

В 2021г в 2 добывающих скважинах №39 и №200 провели 2 исследования КВУ, пластовое давление составило 17,1 и 18,1 МПа соответственно.

В 2022г в 2 добывающих скважинах провели 2 исследования КВУ, пластовое давление в среднем составило 20,0 МПа. Достоверность замеров пластового давления по скважинам данного объекта вызывает сомнения, так как значения превышают начальное пластовое давление. Среднее забойное давление по добывающим скважинам составляло 10,4 МПа.

В 2022г в действующей нагнетательной скважине №84 было проведено исследование КПД, интерполированное пластовое давление 15,6 МПа. На рисунке 3.1.12 приведена динамика изменения пластового и забойного давления по VI объекту.

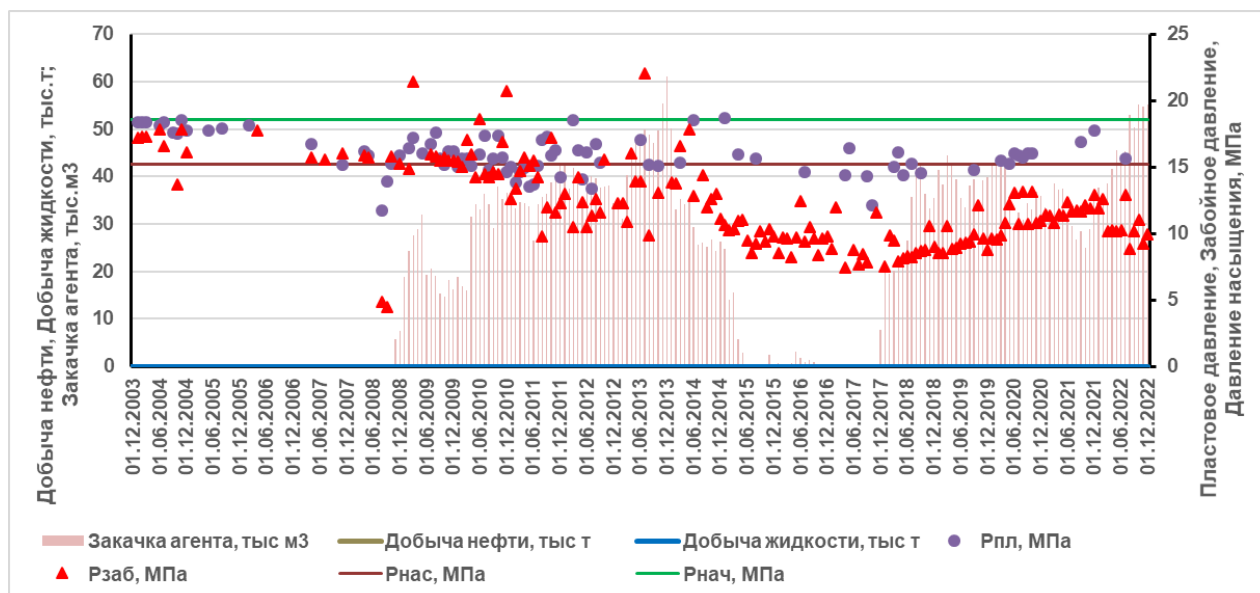


Рис. 3.1.12 - Динамика пластового давления VI объект

VII объект

Начальное пластовое давление по скважине №43 составило 19,0 МПа. С 2014 года по июль 2016 года на данном горизонте работала добывающая скважина №401. В декабре 2016 года в бездействующей скважине №401, замерили статический уровень, расчетное пластовое давление составило 18,9 МПа. В 2020г в новой оценочной скважине №413 замеренное пластовое давление составило 20,5 МПа.

VIII объект

Пластовое давление, определенное при опробовании скважины №14, составило 21,2 МПа. По скважине №79 проводился только замер забойного давления в ноябре 2011г, который был получен на уровне 14,6 МПа. Скважина была переведена на другой горизонт в декабре 2011г по причине высокой обводненности. С 2013г по апрель 2016г на данном объекте работала скважина №400, с апреля 2016г скважина была в бездействии. После чего перевели в наблюдательный фонд. В марте 2016г в скважине №400 во время проведения КВУ замеренное пластовое давление составило 7,4 МПа. В сентябре 2016г замеряли статический уровень, расчетное пластовое давление составило – 10,6 МПа.

В апреле 2017г на данный объект разработки была переведена скважина №401 с вышележащего объекта. Пластовое давление по скважине не замеряли.

В 2022г замеров пластового давления и статических уровней по скважине №401 не проводилось.

3.2. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На рисунке 3.2.1 приведена динамика бурения и ввода в эксплуатацию скважин из бурения с начала промышленной разработки месторождения.

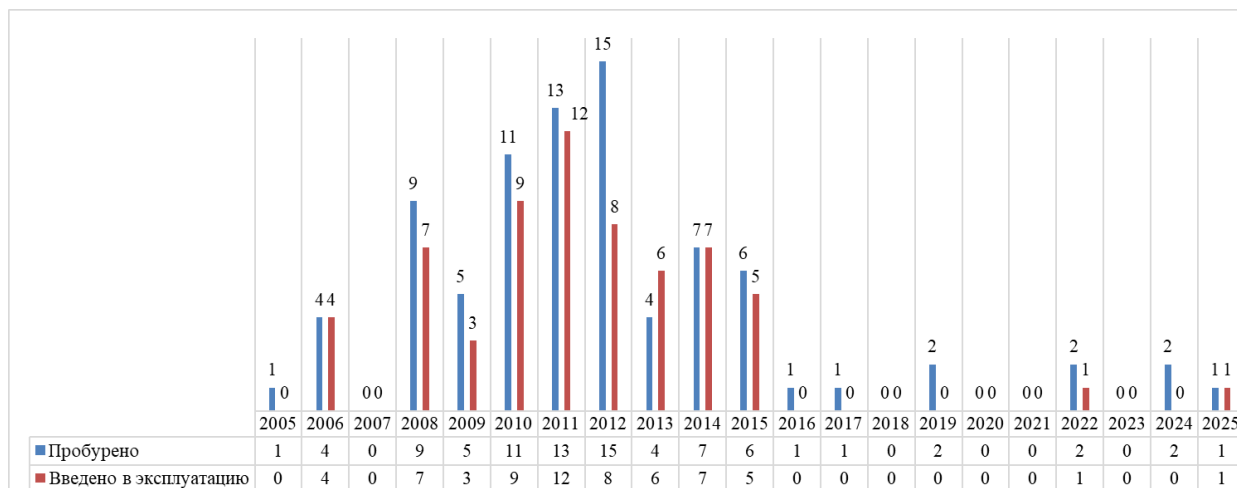


Рис.3.2.1 - Динамика бурения и ввода скважин из бурения в эксплуатацию

На 01.01.2026г пробуренный фонд составляет 115 скважин (таблица 3.2.1). В эксплуатационном фонде добывающих скважин - 37 ед., в нагнетательном фонде - 15 ед., все 15 ед. под закачкой; в консервации – 9 ед., наблюдательных – 18 ед. и ликвидированы - 35 скважин.

В конце 2019г на целевой горизонт Ю-IVd пробурили две оценочные скважины №№413, 414, скважины оказались сухими. Скважина №413 на горизонте Ю-III-1 выявила новую залежь, при опробовании был получен дебит нефти/ жидкости – 4,7/ 7,7 т/сут, всего за время испытания добыто нефти/ жидкости – 199/ 443 т. Скважина №414 на горизонте Ю-0-1 (русло 3) (III объект) попала в зону запасов категории С₁, при опробовании получена вода с пленкой нефти, по ГИС выделяется чистая нефть. На дату составления отчета скважина №414 работает на III объекте, скважина №413 находится в наблюдательном фонде.

В октябре 2022г на целевой горизонт М-II-4 пробурили две скважины: оценочная скважина №417 и скважина № 418 с опережением плана бурения 2023г. В скважине №417 в результате опробования в инт. 1726,5- 1733м было извлечено 404,2 м³ жидкости за 5 дней исследования, из них 11,46 м³ нефти и 392,76 м³ воды. Максимальный суточный дебит составил 4,5 м³ нефти и вода 107,95 м³. В скважине №418 в результате опробования в инт. 1731,0- 1737,5м было извлечено 256,46 м³ жидкости за 9 дней исследования, из них 6,5 м³ нефти и 248,28 м³ воды. Максимальный суточный дебит составил 1,97 м³ нефти и вода 27,85 м³. С июня 2023г скважина №417 выбыла в наблюдательный фонд по причине

высокой обводненности. Скважина №418 с момента ввода в эксплуатацию работала с обводненностью более 90%, в ноябре 2024г выбыла в наблюдательный фонд.

В 2024г на горизонте М-II-4 пробурены две оценочные скважины: №№415, 416. В скважине №415 в результате опробования интервалов 1720,0-1723,0; 1725,0-1729,0; 1731,0-1741,0; 1742-1745,0 было извлечено 40,4 м³ жидкости, в том числе конденсата 37,6 м³, воды 2,8 м³, газа 1022,8м³ в период с 10.12.24г по 11.12.2024г. По результатам опробования объект газonosный. В скважине №416 с 17.04.2025г по 22.04.2025г в результате опробования было извлечено 24,7 м³ жидкости, в том числе конденсата 0,7 м³, воды 23,8 м³, газа 31124 м³. По результатам опробования объект газоводonosный.

В 2025г на целевой горизонт Ю-0-2 пробурена эксплуатационная скважина №419.

Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом.

Как видно из таблицы 3.2.1, основное количество действующих добывающих скважин приходится на I объект – 16 ед. из 35 скважин. По остальным объектам разработки действующий фонд скважин распределен в следующем количестве: на II объекте - 1 ед., на III объекте - 8 ед., на IV объекте – 2 ед., на V объекте – 2 ед., на VI объекте – 6 ед.

В нагнетательном фонде находятся 15 скважин, все под закачкой, из них 7 ед. на I объекте, на II объекте - 1 ед., на III объекте – 3 ед., на V объекте – 1 ед. и 3 ед. на VI объекте.

Начальные дебиты скважин по нефти варьировались в пределах от 2,3 т/сут до 148,5 т/сут, составляя в среднем 40 т/сут, по жидкости изменялись в более широком интервале от 2,4 т/сут до 377,8 т/сут, в среднем составляя 59,6 т/сут соответственно.

На 01.01.2026г текущие дебиты скважин находятся в большом диапазоне значений от 0,2 т/сут (№200) до 15,9 т/сут (№31 д) по нефти и от 0,5 т/сут (№414) до 484,8 т/сут (№31 д) по жидкости. Средние значения дебитов нефти и жидкости составляют 5,2 т/сут и 130,1 т/сут соответственно.

Текущая обводненность изменяется от 3,1% (№36) до 98,7% (№69), в среднем составляя 81,6%.

Текущие значения газового фактора колеблются в пределах от 75 м³/т (№218) до 1655 м³/т (№200), в среднем составляя 342 м³/т.

В таблице 3.2.2 представлено распределение действующего фонда скважин по текущим дебитам нефти. Как видно из представленной таблицы, на дату отчета с дебитами нефти менее 5 т/сут работают 15 скважин (68%), 7 скважин (32%) работают с дебитами в диапазоне от 5 т/сут до 10 т/сут. В таблице 3.2.3 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти за период с 01.01.2019-

01.01.2023гг.

В таблице 3.2.4 представлено распределение действующего фонда скважин по текущим дебитам жидкости. 7 скважин, работают с дебитом жидкости менее 10 т/сут (18%), 12 скважин (31%) работают с дебитами в диапазоне от 10 т/сут до 60 т/сут, остальная часть фонда в кол-ве 20 скважин (51%) работают с дебитом жидкости выше 60 т/сут. В таблице 3.2.5 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам жидкости за период с 01.01.2023-01.01.2026гг.

В таблице 3.2.6 представлено распределения действующего фонда по текущей обводненности. Как видно из таблицы, с обводненностью ниже 20% работают 5 скважин (11%), в диапазоне от 20% до 90% работают 7 скважин или 29% от общего фонда; остальные скважины работают с обводненностью выше 90%. В таблице 3.2.7 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности за период с 01.01.2023-01.01.2026гг.

В таблице 3.2.8 приведено распределение действующего нагнетательных скважин по текущим приемистостям. С текущей приемистостью до 200 м³/сут работают 9 нагнетательных скважины или 55% от действующего нагнетательного фонда; в диапазоне от 200-700 м³/сут работают 5 скважин или 29% от действующего нагнетательного фонда, остальные скважины работают с приемистостью выше 700 м³/сут. В таблице 3.2.9 представлено распределение действующего фонда добывающих скважин по приемистостям за период с 01.01.2023-01.01.2026гг.

В таблице 3.2.10 приведены значения коэффициентов эксплуатации скважин и использования фонда по объектам и по месторождению в целом за период с 01.01.2023-01.01.2026гг. Как видно из данной таблицы, значения коэффициента эксплуатации скважин по объектам изменяются в пределах от 0,63 д.ед. до 1 д.ед., составляя в целом по месторождению 0,92 д.ед.

Текущий коэффициент использования фонда в целом по месторождению имеет значение 0,88 д.ед.

Ниже приводится характеристика фонда скважин по объектам разработки.

1 объект

В добывающем фонде находятся 18 скважин, все действующие. Фонд нагнетательных скважин составляет 7 ед., все действующие.

В 2015 году на данный объект согласно АР-2015г, в соответствии с проектными точками, были пробурены две добывающие скважины №№402, 403. Начальные дебиты нефти составили 1,7 и 5,2 т/сут соответственно, дебиты жидкости 3,0 и 49,2 т/сут, при

проектном дебите нефти 14,5 т/сут. Скважина №403 в декабре 2016 года выбыла в наблюдательный фонд по причине высокой обводненности. В марте 2017г в наблюдательный фонд выбыла скважина №140 по причине высокой обводненности, также в июне 2017г были проведены работы по вводу в эксплуатацию скважины №95 из консервации, скважина отработала 10 дней и выбыла из-за высокой обводненности. В апреле 2018г из консервации вступила в разработку скважина №68 с начальными дебитами по нефти/ жидкости – 2,4/ 90,4 т/сут и обводненностью – 97,3%. В мае 2020г по причине высокой обводненности в наблюдательный фонд выбыла скважина №22. В октябре 2022г пробурили две оценочные скважины: оценочная скважина №417 и скважина № 418 с опережением плана бурения 2023г. На 01.01.2026г скважина №417 находится в наблюдательном фонде. В 2024г на горизонте М-II-4 пробурены две оценочные скважины: №№415, 416. В скважине №415 в результате опробования интервалов 1720,0-1723,0; 1725,0-1729,0; 1731,0-1741,0; 1742-1745,0 было извлечено 40,4 м³ жидкости, в том числе конденсата 37,6 м³, воды 2,8 м³, газа 1022,8м³ в период с 10.12.24г по 11.12.2024г. По результатам опробования объект газonosный.

На 01.01.2026г в целом по месторождению текущие дебиты скважин находятся в диапазоне от 0,6 т/сут (№69) до 12,1 т/сут (№71) по нефти и от 27,5 т/сут (№402) до 295,4 т/сут (№53) по жидкости. Средние значения дебитов нефти и жидкости составляют 5,5 т/сут и 150,6 т/сут соответственно. Текущая обводненность изменяется от 67,0% (№94) до 98,7 (№69), в среднем составляя 94,1%. Текущий ГФ в среднем по объекту составляет 118,0 м³/т.

Как видно из таблицы 3.2.2, 10 действующих скважин месторождения или 56% от общего фонда, работают с дебитами по нефти менее 5 т/сут; с дебитом по нефти в интервале 5-10 т/сут работают 4 скважин или 22% от общего фонда и 4 скважины или 22% работают с дебитами нефти выше 10 т/сут.

Как видно из таблицы 3.2.4, в целом по месторождению с текущими дебитами жидкости до 100 т/сут работают 5 скважин объекта (28%); в диапазоне от 100-150 т/сут работают 3 скважин (17%); с текущими дебитами жидкости в диапазоне от 150-200 т/сут работают 6 скважин (33%); с текущими дебитами жидкости более 200 т/сут работают 4 скважины (22%).

Из таблицы 3.2.6 можно увидеть, что все скважины работают с большим содержанием воды, в диапазоне от 50-80% работает 1 скважина (6%), в диапазоне от 90-95% работают 3 скважины (17%), 14 скважин или 77% от общего фонда, работают с текущей обводненностью продукции более 95%. Высокая обводненность скважин обусловлена влиянием ППД и интенсификацией добычи нефти путем смены насосов.

Коэффициент эксплуатации составляет 0,82 д.ед. Коэффициент использования фонда скважин составляет 0,78 д.ед.

Нагнетательные скважины работают с текущей приемистостью в интервале 283,5-757,7 м³/сут, составляя в среднем 484,2 м³/сут.

II объект

Фонд добывающих скважин составляет 1 ед. (№218). Скважина эксплуатируется механизированным способом. В наблюдательном фонде находятся 3 скважины №№9, 32, 80. Фонд нагнетательных скважин составляет 1 ед. (№405). Скважина №405 в июле 2021г переведена в нагнетательный фонд согласно проектным решениям ПР-2021г.

В 2015 году в эксплуатацию были введены две скважины №№218, 405. Скважина №218, была пробурена в 2013 году согласно УТС, но вступила в эксплуатацию в феврале 2015 года с начальными дебитами нефти и жидкости 1,5 т/сут и 6,9 т/сут соответственно.

Скважина №405 была пробурена согласно АР-2015г, в соответствии проектной точки, вступила в эксплуатацию в августе 2015 года с начальными дебитами нефти и жидкости 1,6 т/сут и 5,0 т/сут, при проектном дебите по нефти 10,0 т/сут. В июне 2016 года скважина №405 выбыла в наблюдательный фонд по причине низкого притока. Накопленная добыча нефти/ жидкости по скважине №405 составляет 356,2/ 496,0 т.

Скважина №80 переведена в наблюдательный фонд в мае 2023г по причине низкого уровня жидкости.

Текущий дебит по нефти скважины №218 2,8 т/сут; по жидкости 3,4 т/сут; текущая обводненность составляет 14,3%. Нагнетательная скважина работает с текущей приемистостью 51,3 м³/сут.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,27 д.ед. Коэффициент использования фонда скважин составляет 0,27 д.ед.

III объект

Фонд добывающих скважин составляет 8 единиц. В наблюдательном фонде 6 единиц. Все скважины эксплуатируются механизированным способом. В нагнетательном фонде находятся 3 скважины, скважина №201 ликвидирована. В 2022г был произведен ввод скважины №152 из наблюдательного фонда и перевод с ГРП из наблюдательного фонда V объекта скважины №42. В консервации находятся 2 скважины №№40, 85; в наблюдательном фонде – 5 ед. Скважина №414 введена из наблюдательного фонда в 2024г согласно проектным решениям ДПР-2024г. В 2025г выполнен ввод из консервации скважины №36 и ввод из наблюдательного фонда скважины №43.

Скважина №404, пробуренная в ноябре 2015 года, должна была буриться на II

объект, в I блоке горизонта М-II-1 в районе скважины №7. Фактически, скважина была пробурена с отклонением от проектной точки, на горизонте М-II-1 попала в зону отсутствия коллектора, но на горизонте Ю-0-1 вскрыла новую залежь. Скважина вступила в эксплуатацию с начальными дебитами нефти/ жидкости 7,2/ 8,6 т/сут. За время испытания было добыто 433,7 т нефти и 467,1 т жидкости.

В сентябре 2019г из наблюдательного фонда в эксплуатацию была введена скважина №78, начальный дебит нефти/ жидкости составил – 13,6/ 17,4 т/сут.

В январе 2022г из наблюдательного фонда в эксплуатацию была введена скважина №152 с начальным дебитом нефти/ жидкости составил – 0,01/ 2,0 т/сут и обводненностью 99,9%.

В августе 2022г из наблюдательного фонда V объекта переведена скважина №42, начальный дебит нефти/ жидкости составил – 22,9/ 36,7 т/сут.

В июле 2022г скважина №79 переведена из наблюдательного фонда под закачку.

В декабре 2022г согласно адресной программе ГТМ ПР-2021г скважина №5 переведена под закачку с VI объекта, не выполнен перевод скважины №44 с VI объекта под закачку.

В сентябре 2024г скважина №414 была введена из наблюдательного фонда согласно адресной программе ГТМ ДПР-2024г. Начальный дебит нефти/ жидкости составил – 23,3/ 29,1 т/сут.

В апреле 2025г скважина №43 была введена из наблюдательного фонда. Начальный дебит нефти/ жидкости составил – 4,7/ 11,7 т/сут.

В сентябре 2025г скважина №36 была введена из консервации. Начальный дебит нефти/ жидкости составил – 0,9/ 20,7 т/сут.

Текущие дебиты по нефти изменяются от 0,3 т/сут (№414) до 7,1 т/сут (№42), в среднем составляя 2,8 т/сут; по жидкости от 0,5 т/сут (№414) до 42,5 т/сут (№78) в среднем 13,8 т/сут; обводненность изменяется от 3,1% (№36) до 97,3% (№2), в среднем составляя 61,5%. Текущий газовый фактор изменяется от 124 м³/т (№2,43,151,152) до 1000 м³/т (№78), в среднем составляя 248 м³/т.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,73 д.ед. Коэффициент использования фонда скважин составляет 0,73 д.ед.

IV объект

На 01.01.2026г в добывающем фонде находятся две скважины №№419, 500. Скважина эксплуатируются механизированным способом.

В январе 2018г скважина №45 выбыла в наблюдательный фонд по причине

отсутствия притока. В декабре 2019г скважины №№45,300 переведены в консервацию. На 01.01.2026г скважины №№45,300 ликвидированы.

В августе 2025г из резервного фонда пробурена скважина №419, начальный дебит нефти/ жидкости составил – 1,5/ 6,2 т/сут.

Текущие дебиты нефти/ жидкости в скважине №500 составляют 6,1/ 19,3 т/сут; по скважине №419 дебиты нефти/ жидкости составляют 3,0/3,0 т/сут. Текущая обводненность по скважине №500 составляет – 68,3%, по скважине №419 обводненность продукции 0%. ГФ – 178м³/т.

Коэффициент эксплуатации и использования скважин равен 0,88 д.ед.

V объект

В добывающем фонде находятся 2 скважины №№33, 82. В нагнетательном фонде находятся 2 скважины №№34,83.

В мае 2016г на данный объект вступила в эксплуатацию скважина №33, которая была переведена с нижележащего VI объекта. Скважина №37, которая в сентябре 2015 года была переведена с нижележащего VI объекта, и опробовала данный объект в зоне запасов категории С₂ переведена в добывающий фонд из консервации после испытания после ПЗ-2021г.

Скважина №42, которая в декабре 2019г была переведена с нижележащего VI объекта, и опробовала данный объект в зоне запасов категории С₂. Начальный дебит нефти/ жидкости составил 5,1/ 18,6 т/сут, обводненность – 72,6%. Всего за время испытания добыто нефти/ жидкости – 295/ 1219 т. На 01.01.2023г скважины №№42, 43 переведены с горизонта Ю-I на III объект горизонт Ю-0-2, скважина №42 в августе, скважина №43 в январе 2022г.

В июле 2021г согласно проектным решениям ПР-2021г организована система ППД путем перевода 2 скважин под закачку: №34 переведена из наблюдательного фонда III объекта, №83 из наблюдательного фонда.

В марте 2025г скважина №82 была введена из наблюдательного фонда. Начальный дебит нефти/ жидкости составил – 1,5/ 35,2 т/сут.

Текущие дебиты по нефти в скважинах №№33,82 составляют 1,9 и 2,7 т/сут соответственно; по жидкости от 54,9 т/сут (№33) и 18,8 т/сут (№82); обводненность составляет 96,5% (№33) и 82,8% (№82). Текущий газовый фактор в скважине №33 - 860 м³/т, в скважине №82 - 140 м³/т.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,83 д.ед. Коэффициент использования фонда скважин составляет 0,83 д.ед.

VI объект

В добывающем фонде находятся 6 скважин, все действующие. Все скважины эксплуатируются механизированным способом.

Фонд нагнетательных скважин составляет 3 единицы, все действующие. В наблюдательном фонде – 1 ед (№409).

В 2015г на данный объект, согласно АР -2015г с соблюдением проектной точки, была пробурена добывающая скважина №409. Начальные дебиты нефти/ жидкости составили 49,2/ 54,8 т/сут соответственно, при проектном дебите нефти 100 т/сут. Газовый фактор – 504 м³/т.

В мае 2016г с данного объекта выбыла скважина №33, которая была переведена на вышележащий V объект разработки.

В апреле 2016г на данном объекте вступила в эксплуатацию скважина №200, переводом с вышележащего III объекта. Начальный дебит, скважины №200 на данном объекте, по нефти составил 41,5 т/сут, по жидкости – 44,2 т/сут, обводненность – 6%.

В декабре 2019г с данного объекта выбыла скважина №42, которая была переведена на вышележащий V объект разработки.

В декабре 2020г в наблюдательный фонд выбыла скважина №409 по причине высокой обводненности.

В июле 2022г в скважина №36 выбыла в консервацию.

В декабре 2022г нагнетательная скважина №5 переведена на другой горизонт.

В 2024г проведены ОПИ технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), эффективность технологии описана в подразделе «Характеристика закачки рабочего агента».

Текущие дебиты скважин находятся в диапазоне от 0,2 т/сут (№200) до 15,9 т/сут (№31д) по нефти и от 7,9 т/сут (№200) до 484,8 т/сут (№31д) по жидкости. Средние значения дебитов нефти и жидкости составляют 9,1 т/сут и 315,3 т/сут соответственно.

Текущая обводненность изменяется от 94,9% (№39) до 97,5% (№46), в среднем составляя 96,4%.

Текущий газовый фактор изменяется от 919 м³/т (№39) до 1211 м³/т (№231), в среднем составляя 1185 м³/т.

Коэффициент эксплуатации и использования скважин равен 0,91 д.ед.

VII объект

В ПР-2021г разработка объекта планировалась с 2022г после ПВЛГ из наблюдательного фонда VIII объекта скважины №410.

Ранее на данном объекте в добывающем фонде находилась одна скважина №401, которая с августа 2016г была в бездействии по причине низкого притока. В апреле 2017г скважина №401 была переведена на нижележащий объект VIII.

Оценочная скважина №413, пробуренная в декабре 2019г (целевой горизонт Ю-IVd), на горизонте Ю-III-1 выявила новую залежь, при опробовании был получен дебит нефти/ жидкости – 4,7/ 7,7 т/сут, всего за время испытания добыто нефти/ жидкости – 199/ 443 т.

VIII объект

На дату составления отчет в добывающем фонде нет скважин.

В июне 2020г скважина №401 выбыла в наблюдательный фонд по причине отсутствия притока, всего в наблюдательном фонде находятся две скважины №№401, 410.

Ранее данный объект разрабатывался одной добывающей скважиной №400, которая в апреле 2016г была переведена в наблюдательный фонд, по причине отсутствия притока нефти. В течении года (апрель 2016г – апрель 2017г) объект не разрабатывался. В апреле 2016 года согласно проектной точке AP-2015г, на данный объект была пробурена скважина №410, которая попала в зону отсутствия коллектора.

В апреле 2017г была введена в эксплуатацию скважина №401, путем перевода с вышележащего объекта VII.

В конце 2019г на горизонт Ю-IVd пробурили две оценочные скважины №413, 414, скважины оказались сухими.

Таблица 3.2.1 - Характеристика фонда скважин на 01.01.2026г

№№ п/п	Фонд	Категория		Зап. Нуралы	Зап. Нуралы	Центральный Нуралы		Зап. Нуралы	Центральный Нуралы			Вост.Нуралы	Всего, шт
				ВО 2	I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект	VI объект	VII объект	VIII объект	
				М-I	М-II-3, М-II-4	М-II-1	Ю-0-1, Ю-0-2	Ю-0-1, Ю-0-2	Ю-I	Ю-II	Ю-III-1	Ю-IVk, Ю-IVd	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч.; действующих, шт.			18	1	8	2	2	6	0	0	37
2		из них	ШГН, №№		0	1 (218)	1 (152)	0	0	0	0	0	
3			ЭЦН, №№		16 (49, 51, 53, 68, 70, 71, 91, 93, 94, 96, 101, 103, 107, 209, 215, 402)		7 (2, 36, 42, 43, 78, 151, 414)	2 (419, 500)	2 (33, 82)	6 (31д, 39, 41, 46, 200, 231)	0	0	
4		дающие продукцию, шт.			16	1	8	2	2	6	0	0	35
5		в простое, шт.			2 (69,125)	0	0	0	0		0	0	2
6		в бездействии, шт.			0	0	0	0	0	0		0	0
7		Всего, шт.			18	1	8	2	2	6	0	0	37
8	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих, шт.			7 (26, 28, 66, 97, 106, 210, 216)	1(405)	0	0	2(34, 83)	1 (84)	0	0	11
9		в бездействии, шт.			0	0	3 (34, 79, 81)	0	0	2 (44, 86)	0	0	5
10		Всего, шт.			7	1	3	0	2	3	0	0	16
11	Фонд в консервации, шт.	добывающих, шт.			5 (22, 67, 102, 140, 416)	0	2 (40, 85)	0	0	1 (409)	1 (413)	0	
12		нагнетательных, шт.			0	0	0	0	0	0	0	0	
13		Всего, шт.			5	0	2	0	0	1	1	0	9
14	Фонд контрольных скважин	Наблюдательных, шт.		2 (92,98)	5(62,105, 415, 417,418)	3 (9, 32, 80)	6 (37, 38, 141, 217, 226, 404)	0	0	0	0	2 (401, 410)	18
		Всего, шт.		2	5	3	6	0	0	0	0	2	18
15	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.			7 (Asy 4, Asy5, 10, 11, 27, 30, 65)	2 (16, 17)	1 (13)	4 (45, 300, 408, 411)	1 (21)	1(35)	0	0	
16		по техническим причинам, шт.			4 (8, 95, 214, 403,)	3 (4, 7, 224)	5(1, 5, 153, 201 219)	1 (29)	1 (87)	1 (31)	0	4 (14,15, 19, 400)	
17		Всего, шт.		0	11	5	6	5	2	2	0	4	35
18	Итого пробуренный фонд, шт.			2	46	10	25	7	6	12	1	6	115

Таблица 3.2.2 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам нефти

Действующий фонд добывающих скважин		Дебит нефти, т/сут					
		≤ 5	5-10	10-20	20-30	30-40	≤ 40
I объект							
Кол-во	22	15	7	0	0	0	0
№ скв.		49, 51, 53, 69, 70, 93, 94, 98, 101, 103, 105, 107, 125, 402, 418	62, 68, 71, 91, 96, 209, 215	-	-	-	-
%		68	32	0	0	0	0
II объект							
Кол-во	2	1	1	0	0	0	0
№ скв.		80	218	-	-	-	-
%		50	50	0	0	0	0
III объект							
Кол-во	6	3	2	1	0	0	0
№ скв.		2, 78, 152	43, 151	42	-	-	-
%		50	33	17	0	0	0
IV объект							
Кол-во	1	0	1	0	0	0	0
№ скв.		-	500	-	-	-	-
%		0	100	0	0	0	0
V объект							
Кол-во	3	2	1	0	0	0	0
№ скв.		37, 38	33	-	-	-	-
%		66	34	0	0	0	0
VI объект							
Кол-во	5	0	1	1	3	0	0
№ скв.		-	231	41	31 д, 39, 46	-	-
%		0	20	20	60	0	0
В целом по месторождению							
Кол-во	39	21	13	2	3	0	0
№ скв.		2, 37, 38, 49, 51, 53, 69, 70, 78, 80, 93, 94, 98, 101, 103, 105, 107, 125, 152, 402, 418	33, 43, 62, 68, 71, 91, 96, 151, 209, 215, 218, 231, 500	41, 42	31 д, 39, 46	-	-
%		54	33	5	8	0	0

Таблица 3.2.3 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам нефти за период 01.01.2023-01.01.2026гг

Год	Дебит нефти, т/сут							Итого
	≤ 5	5-10	10-20	20-30	30-40	40-50	>50	
02.01.2021	12	9	0	0	0	0	0	21
01.01.2022	14	7	0	0	0	0	0	21
01.01.2023	15	8	0	0	0	0	0	23
01.01.2024	12	9	0	0	0	0	0	21
01.01.2025	12	6	1	0	0	0	0	19
II объект								
02.01.2021	1	1	0	0	0	0	0	2
01.01.2022	1	1	0	0	0	0	0	2
01.01.2023	1	1	0	0	0	0	0	2
01.01.2024	1	0	0	0	0	0	0	1
01.01.2025	1	0	0	0	0	0	0	1
III объект								
02.01.2021	3	2	1	0	0	0	0	6
01.01.2022	3	2	0	0	0	0	0	5
01.01.2023	3	2	1	0	0	0	0	6
01.01.2024	3	2	0	0	0	0	0	5
01.01.2025	3	2	1	0	0	0	0	6
IV объект								
02.01.2021	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2022	0	0	1	0	0	0	0	1
01.01.2023	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2024	0	0	1	0	0	0	0	1
01.01.2025	0	1	0	0	0	0	0	1
V объект								
02.01.2021	1	1	0	0	0	0	0	2
01.01.2022	1	2	0	0	0	0	0	3
01.01.2023	2	1	0	0	0	0	0	3
01.01.2024	2	0	0	0	0	0	0	2
01.01.2025	1	0	0	0	0	0	0	1
VI объект								
02.01.2021	2	0	3	1	0	0	0	6
01.01.2022	3	2	0	1	0	0	0	6
01.01.2023	0	1	1	3	0	0	0	5
01.01.2024	1	1	2	2	0	0	0	6
01.01.2025	1	3	2	0	0	0	0	6
VIII объект								
02.01.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2022	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2023	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2024	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2025	0	0	0	0	0	0	0	0
По месторождению								
02.01.2021	19	14	4	1	0	0	0	38
01.01.2022	22	14	1	1	0	0	0	38
01.01.2023	21	14	2	3	0	0	0	40
01.01.2024	19	12	3	2	0	0	0	36
01.01.2025	19	12	4	0	0	0	0	34

Таблица 3.2.4 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущим дебитам жидкости

Действующий фонд добывающих скважин		Дебит жидкости, т/сут					
		≤10	10-30	30-60	60-90	90-120	>120
I объект							
Кол-во	22	1	2	4	4	7	4
№ скв.		105	94, 402	69, 70, 98, 418	49, 51, 62, 103	68, 71, 91, 93, 96, 101, 215	53, 107, 125, 209
%		5	9	18	18	32	18
II объект							
Кол-во	2	2	0	0	0	0	0
№ скв.		80, 218	-	-	-	-	-
%		100	0	0	0	0	0
III объект							
Кол-во	6	3	3	0	0	0	0
№ скв.		43, 78, 152	2, 42, 151	-	-	-	-
%		50	50	0	0	0	0
IV объект							
Кол-во	1	0	1	0	0	0	0
№ скв.		-	500	-	-	-	-
%		0	100	0	0	0	0
V объект							
Кол-во	3	1	1	1	0	0	0
№ скв.		37	38	33	-	-	-
%		33,3	33,3	33,3	0	0	0
VI объект							
Кол-во	5	0	0	0	0	0	5
№ скв.		-	-	-	-	-	39, 41, 46, 231, 31 д
%		0	0	0	0	0	100
В целом по месторождению							
Кол-во	39	7	7	5	4	7	9
№ скв.		37, 43, 78, 80, 105, 152, 218	2, 38, 42, 94, 151, 402, 500	33, 69, 70, 98, 418	49, 51, 62, 103	68, 71, 91, 93, 96, 101, 215	39, 41, 46, 53, 107, 125, 209, 231, 31 д
%		18	18	13	10	18	23

Таблица 3.2.5 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущему газовому фактору

Действующий фонд добывающих скважин		Газовый фактор, м³/т					
		100-300	300-450	450-600	600-800	800-1000	>1000
I объект							
Кол-во	22	10	9	0	0	0	3
№ скв.		70, 93, 94, 98, 103, 125, 209, 215, 402, 418	49, 51, 53, 62, 68, 71, 91, 101, 107				69, 96, 105
%		45	41	0	0	0	14
II объект							
Кол-во	2	2	0	0	0	0	0
№ скв.		80, 218	-	-	-	-	-
%		100	0	0	0	0	0
III объект							
Кол-во	6	4	0	0	0	0	2
№ скв.		2, 42, 151, 152	-	-	-	-	43, 78
%		67	0	0	0	0	33
IV объект							
Кол-во	1	0	0	0	1	0	0
№ скв.		-	-	-	500	-	-
%		0	0	0	100	0	0
V объект							
Кол-во	3	1	0	0	0	1	1
№ скв.		38	-	-	-	33	37
%		33,3	0	0	0	33,3	33,3
VI объект							
Кол-во	5	2	1	2	0	0	0
№ скв.		31 д, 41	46	39, 231	-	-	-
%		40	20	40	0	0	0
В целом по месторождению							
Кол-во	39	19	10	2	1	1	6
№ скв.		2, 31 д, 38, 41 42, 70, 93, 94, 98, 103, 125, 151, 152, 209, 215, 402, 418	46, 49, 51, 53, 62, 68, 71, 91, 101, 107	39, 231	500	33	38, 43, 69, 78, 96, 105
%		50	25	5	2,5	2,5	15

Таблица 3.2.6 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебитам жидкости за период 01.01.2023-01.01.2026гг

Год	Дебит жидкости, т/сут							Итого
	≤ 10	10--30	30-50	50-70	70-90	90-110	>110	
I объект								
02.01.2021	1	2	1	4	2	3	8	21
01.01.2022	2	2	1	2	1	7	6	21
01.01.2023	1	2	3	3	2	6	6	23
01.01.2024	2	2	2	1	2	5	7	21
01.01.2025	1	3	0	2	1	1	11	19
II объект								
02.01.2021	2	0	0	0	0	0	0	2
01.01.2022	2	0	0	0	0	0	0	2
01.01.2023	2	0	0	0	0	0	0	2
01.01.2024	1	0	0	0	0	0	0	1
01.01.2025	1	0	0	0	0	0	0	1
III объект								
02.01.2021	3	2	0	1	0	0	0	6
01.01.2022	3	2	0	0	0	0	0	5
01.01.2023	3	3	0	0	0	0	0	6
01.01.2024	1	4	0	0	0	0	0	5
01.01.2025	1	3	1	1	0	0	0	6
IV объект								
02.01.2021	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2022	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2023	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2024	0	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2025	0	1	0	0	0	0	0	1
V объект								
02.01.2021	0	1	0	1	0	0	0	2
01.01.2022	1	1	0	1	0	0	0	3
01.01.2023	1	1	0	1	0	0	0	3
01.01.2024	1	0	0	1	0	0	0	2
01.01.2025	0	0	0	0	1	0	0	1
VI объект								
02.01.2021	0	1	0	0	1	0	4	6
01.01.2022	0	1	1	0	0	0	4	6
01.01.2023	0	0	0	0	0	0	5	5
01.01.2024	1	0	0	0	0	0	5	6
01.01.2025	0	1	0	0	0	0	5	6
VII объект								
02.01.2021	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2022	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2023	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2024	0	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2025	0	0	0	0	0	0	0	0
По месторождению								
02.01.2021	6	7	1	6	3	3	12	38
01.01.2022	8	7	2	3	1	7	10	38
01.01.2023	7	7	3	2	2	6	11	40
01.01.2024	6	7	2	2	2	5	12	36
01.01.2025	3	8	1	6	2	1	16	34

Таблица 3.2.7 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущей обводненности

Распределение действующего фонда добывающих скважин по текущей обводненности							
Действующий фонд добывающих скважин		I объект					
		Обводненность, %					
		≤ 20	20-40	40-60	60-80	80-90	90-99
Кол-во	22	0	0	0	0	4	18
№ скв.		-	-	-	-	62, 68, 105, 402	49, 51, 53, 69, 70, 71, 91, 93, 94, 96, 98, 101, 103, 107, 125, 209, 215, 418
%		0	0	0	0	18	82
II объект							
Кол-во	2	2	0	0	0	0	0
№ скв.		80, 218	-	-	-	-	-
%		100	0	0	0	0	0
III объект							
Кол-во	6	2	0	1	0	1	2
№ скв.		42, 43	-	151	-	78	2, 152
%		33	0	17	0	17	33
IV объект							
Кол-во	1	0	0	1	0	0	0
№ скв.		-	-	500	-	-	-
%		0	0	100	0	0	0
V объект							
Кол-во	2	1	0	0	1	1	0
№ скв.		37	-	-	38	33	-
%		33	0	0	33	33	0
VI объект							
Кол-во	5					0	5
№ скв.						-	39, 41, 46, 231, 31 д
%		0	0	0	0	0	100
В целом по месторождению							
Кол-во	39	5	0	2	1	6	25
№ скв.		37, 42, 43, 80, 218	-	151, 500	38	33, 62, 68, 78, 105, 402	2, 39, 41, 46, 49, 51, 53, 69, 70, 71, 91, 93, 94, 96, 98, 101, 103, 107, 125, 152, 209, 215, 231, 418, 31 д
%		11	0	0	16	13	58

Таблица 3.2.8 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по обводненности за период 01.01.2023-01.01.2026гг

Год	Обводненность, %						Итого
	≤ 20	20-40	40-60	60-80	80-90	90-99	
I объект							
02.01.2021	0	0	0	2	4	15	21
01.01.2022	0	0	0	1	4	16	21
01.01.2023	0	0	0	0	4	19	23
01.01.2024	0	1	1	1	2	16	21
01.01.2025	0	0	1	1	0	17	19
II объект							
02.01.2021	2	0	0	0	0	0	2
01.01.2022	2	0	0	0	0	0	2
01.01.2023	2	0	0	0	0	0	2
01.01.2024	1	0	0	0	0	0	1
01.01.2025	1	0	0	0	0	0	1
III объект							
02.01.2021	2	1	0	2	0	1	6
01.01.2022	3	0	1	0	0	1	5
01.01.2023	2	0	1	0	1	2	6
01.01.2024	0	0	2	1	0	2	5
01.01.2025	0	1	1	1	1	2	6
IV объект							
02.01.2021	0	0	0	1	0	0	1
01.01.2022	0	0	1	0	0	0	1
01.01.2023	0	0	1	0	0	0	1
01.01.2024	0	0	1	0	0	0	1
01.01.2025	0	0	0	1	0	0	1
V объект							
02.01.2021	0	0	0	1	0	1	2
01.01.2022	0	1	0	1	1	0	3
01.01.2023	1	0	0	1	1	0	3
01.01.2024	0	0	0	1	0	1	2
01.01.2025	0	0	0	0	0	1	1
VI объект							
02.01.2021	0	0	0	0	1	5	6
01.01.2022	0	0	0	0	1	5	6
01.01.2023	0	0	0	0	0	5	5
01.01.2024	0	0	0	0	0	6	6
01.01.2025	0	0	0	0	1	5	6
VIII объект							
02.01.2021	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2022	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2023	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2024	0	0	0	0	0	0	0
01.01.2025	0	0	0	0	0	0	0
По месторождению							
02.01.2021	4	1	0	6	5	22	38
01.01.2022	4	1	2	2	6	22	38
01.01.2023	5	0	2	1	6	26	40
01.01.2024	1	1	4	3	2	25	36
01.01.2025	1	1	2	3	2	25	34

Таблица 3.2.9 - Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по текущей приемистости

I объект						
Действующий фонд нагнетательных скважин		Приемистость, м³/сут				
		≤ 200	200-300	300-500	500-700	>700
Кол-во	7	3	2	1	1	0
№ скв.		28, 66, 106	26. 97	210	216	-
%		43	29	14	14	0
II объект						
Кол-во	1	1	0	0	0	0
№ скв.		405	-	-	-	-
%		100	0	0	0	0
III объект						
Кол-во	3	2	0	1	0	0
№ скв.		79, 81	-	5	-	-
%		66	0	33	0	0
V объект						
Кол-во	2	2	0	0	0	0
№ скв.		34, 83	-	-	-	-
%		100	0	0	0	0
VI объект						
Кол-во	3	1	0	0	0	2
№ скв.		44	-	-	-	84, 86
%		33	0	0	0	66
В целом по месторождению						
Кол-во	16	9	2	2	1	2
№ скв.		28, 34, 44, 66, 79, 81, 83, 106, 405	26, 97	5, 210	216	84, 86
%		55	13	13	6	13

Таблица 3.2.10 - Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по приемистости за период 01.01.2023-01.01.2026гг

период 01.01.2025-01.01.2026гг						
Год	Приемистость, м³/сут					Итого
	≤ 200	200-300	300-500	500-600	>600	
I объект						
02.01.2021	3	0	4	0	0	7
01.01.2022	4	2	1	0	0	7
01.01.2023	3	2	1	1	0	7
01.01.2024	3	1	2	0	1	7
01.01.2025	2	0	4	1	0	7
III объект						
02.01.2021	1	0	0	0	0	0
01.01.2022	2	0	0	0	0	2
01.01.2023	2	0	1	0	0	3
01.01.2024	1	0	0	0	0	1
01.01.2025	1	0	0	0	0	1
V объект						
02.01.2021	0	0	0	0	0	0
01.01.2022	1	1	0	0	0	2
01.01.2023	2	0	0	0	0	2
01.01.2024	1	0	0	0	0	1
01.01.2025	1	0	0	0	0	1
VI объект						
02.01.2021	0	0	0	2	0	2
01.01.2022	0	0	0	1	1	2
01.01.2023	1	0	0	0	2	3

01.01.2024	0	0	1	0	2	3
01.01.2025	0	0	1	0	2	3
По месторождению						

Таблица 3.2.11 - Распределение действующего фонда добывающих скважин по коэфф. эксплуатации и использования за период 01.01.2023-01.01.2026гг

Объект	Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.				
	02.01.2021	01.01.2022	01.01.2023	01.01.2024	01.01.2025
I	0,97	0,99	0,96	0,98	0,98
II	0,65	0,60	0,63	0,76	0,48
III	0,70	0,74	0,82	0,86	0,78
IV	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98
V	0,79	0,99	0,93	0,96	0,91
VI	0,99	0,82	0,95	0,98	0,97
VII	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII	0,37	0,00	0,00	0,27	0,00
По месторождению	0,97	0,99	0,96	0,98	0,98
Объект	Коэффициент использования фонда, д.ед.				
	02.01.2021	01.01.2022	01.01.2023	01.01.2024	01.01.2025
I	0,97	0,99	0,96	0,98	0,98
II	0,65	0,60	0,63	0,76	0,48
III	0,70	0,73	0,82	0,86	0,78
IV	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98
V	0,79	0,99	0,93	0,96	0,91
VI	0,99	0,82	0,95	0,98	0,97
VII	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00
VIII	0,37	0,90	0,90	0,27	0,00
По месторождению	0,97	0,99	0,96	0,98	0,98

Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

На 01.01.2026г по месторождению в целом отобрано 4288,2 тыс.т нефти, или 85,0% от извлекаемых запасов, 18148,3 тыс.т жидкости и 1425,1 млн.м³ растворенного газа. Текущий КИН составляет 30,51%. С июля 2014г по 01.01.2020г на 1 объекте велась закачка полимерного раствора в 4 нагнетательные скважины №№26, 28, 66, 106. По экономическим причинам закачка полимерного раствора была остановлена с 1 января 2020г. С начала разработки месторождения закачено 14263,3 тыс.м³ рабочего агента, из него полимерного раствора 964,8 тыс.м³. В 2024г проведены ОПИ технологии выравнивания профиля приемистости в скважинах №№26,44 за период ОПИ закачено ...

Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.2. Наибольшие доли текущей и накопленной добычи нефти приходится на объекты I и VI.

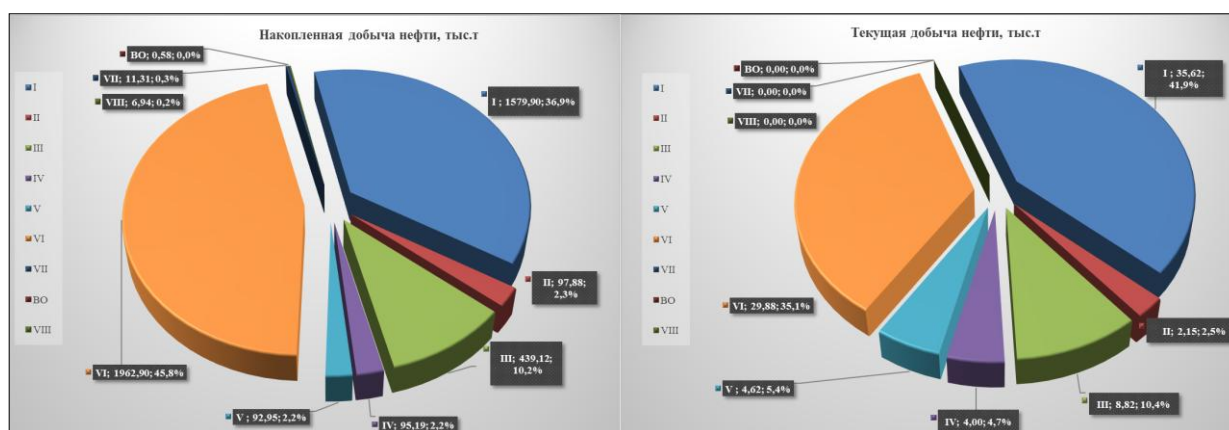


Рис. 3.2.2 - Распределение текущей (2022г) и накопленной добычи нефти на 01.01.2026г по объектам разработки месторождения

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения представлены на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.11.

Согласно представленной динамике технологических показателей разработки месторождения Нуралы, наибольшие отборы приходятся на период с 2010-2014гг, что связано в основном с увеличением фонда добывающих скважин, максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2012г и составил 401,1 тыс.т, жидкости – в 2019г и составил 1179,9 тыс.т. Максимальный уровень закачки рабочего агента достигнут в 2019г в объеме 1506,4 тыс.м³. С начала промышленной разработки среднегодовой дебит по нефти имеет высокий темп снижения, с 2005г среднегодовой дебит по нефти снизился с 132,8 т/сут и на дату составления отчета составляет 6,3 т/сут, обводненность с 21,7% (2005г) увеличилась до 93,6% в 2022г.

В 2021г добыча нефти составила 79,7 тыс.т, что на 24,0% ниже уровня предыдущего года. Падения связано со снижением среднегодового дебита нефти до 6,0 т/сут в результате роста обводненности до 92,7%. Фонд добывающих скважин остался на

уровне 2020г и составил 40 ед, произведено выбытие скважины №85 и ввод скважины №37 из консервации после испытания. Нагнетательный фонд увеличился из-за перевода под закачку из наблюдательного фонда скважин №№34, 79, 83, 405 и составил 17 ед., из них под закачкой 14 ед., средняя приемистость составила 285,1 м³/сут, закачка рабочего агента – 1120,3 тыс.м³.

В 2022г добыча нефти составила 85,1 тыс.т, что на 6,8% выше уровня предыдущего года. Увеличение добычи связано с интенсификацией добычи нефти путем смены насосов УЭЦН в скважинах №№39, 41, 46, и увеличением частоты вращения насоса скважины №209, в результате среднегодовой дебит нефти увеличился до 6,3 т/сут. Несмотря на ввод в эксплуатацию после бурения скважины №418 и перевода из наблюдательного фонда скважин №№42, 152, фонд добывающих скважин отсался на уровне 2021г, из-за выбытия скважин №№ 82, 217, 226 и составил 40 ед. из них действующих 39 ед. Нагнетательный фонд остался на уровне 2021г составил 17 ед., из них под закачкой 16 ед., средняя приемистость составила 261,4 м³/сут, закачка рабочего агента – 1295,3 тыс.м³.

В 2023г добыча нефти составила 83,1 тыс.т, что на 2,3% ниже уровня предыдущего года. Обводненность увеличилась на 0,4% и составила 94,0%. Газовый фактор составил 404,2 м3/т. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 1,6% и 8,4% соответственно.

В 2024г добыча нефти составила 70,5 тыс. т, что на 15,1% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился только на 4,7% и составил 6,0 т/сут в результате роста обводненности до 94,9%.

Далее описана динамика основных показателей по объектам.

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти и газа без учета испытания (скважин №415,416) составила 4288,2 тыс.т. и 1425,1 млн.м³, жидкости 18147,7 тыс.т. В период испытания скважин №415,416 было добыто конденсата 0,5 тыс.т., газа 7,0 млн.м³, жидкости 0,63 тыс.т. Выработка от утвержденных запасов составляет 85,0%, текущий коэффициент извлечения нефти – 30,51%. Далее описана динамика основных показателей по объектам.

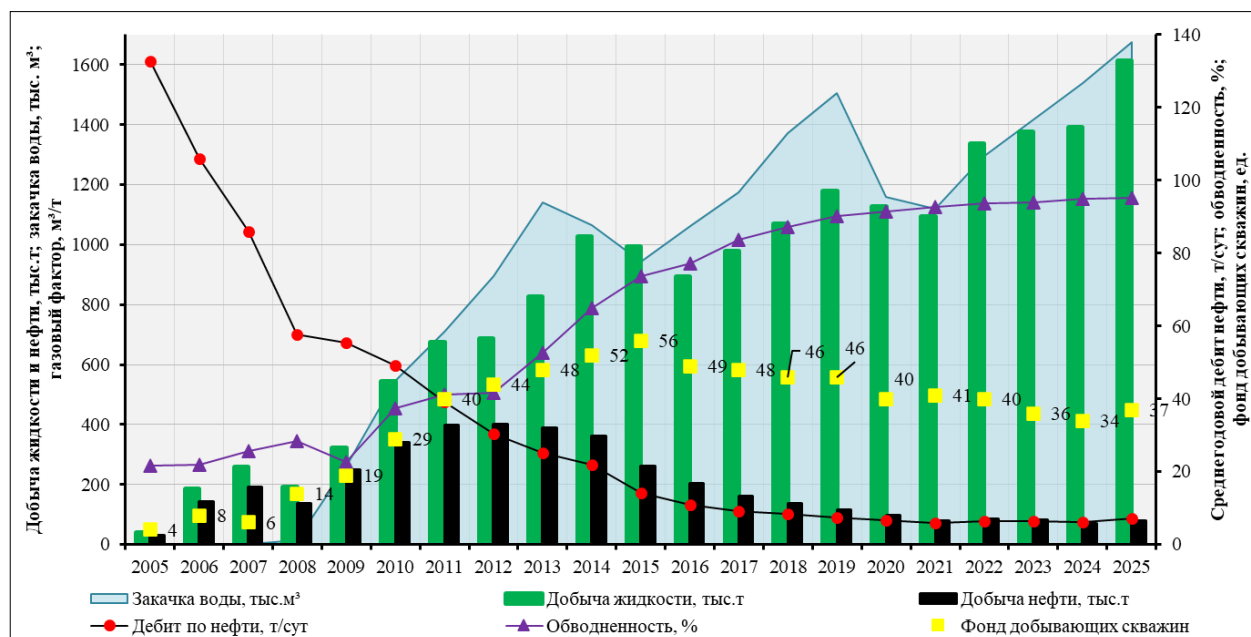


Рис. 3.2.3 - Динамика основных показателей разработки по месторождению

I объект

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти составляет 1579,4 тыс.т, жидкости – 9592,5 тыс.т, газа – 456,2 млн.м³, из них растворенного газа – 449,2 млн.м³. В период испытания скважин №415,416 было добыто конденсата 0,5 тыс.т., газа 7,0 млн.м³, жидкости 0,63 тыс.т. Отбор от извлекаемых запасов составил 86,1%, текущий КИН – 30,0%.

Объект имеет сложное геологическое строение, условно можно разделить на несколько участков: основной участок (районы скв. №№26-93 и №№95-103), район скважины №8, район скважины №69 и район скважины №22. Районы скважин №№22, 66 прослеживаются только на горизонте М-II-4.

Объект разрабатывается с системой ППД, закачка воды началась в 2009г. Всего на объекте в нагнетательном фонде находится 8 скважин №№26, 28, 65, 66, 97, 106, 210, 216, скважина №65 в бездействии, с июля 2014г по декабрь 2019г на данном объекте проводилась закачка полимерного раствора в 4 нагнетательные скважины №№26, 28, 66, 106. Нагнетательные скважины №№65, 210, 216 находятся на значительном расстоянии от контура нефтеносности, также разделены выходом фундамента, поэтому закачка воды никакого влияние на добывающие скважины не оказывает. Фактически можно предположить, что через данные скважины идет утилизации попутно-добываемой воды. По результатам трассерных исследований, проведенных в различные годы, установлена гидродинамическая связь между нагнетательными скважинами №№26, 28, 66, 97, 106 и добывающими скважинами основного участка. В таблице 3.2.12 указан объем закачки рабочего агента во все нагнетательные скважины, но компенсация рассчитана только по основному участку (объема закачки в пять нагнетательных скважин к добыче жидкости по

основному участку).

Динамика основных показателей разработки I объекта представлена в таблице 3.2.13 и на рисунке 3.2.4. Промышленная разработка объекта ведется с 2005г, при этом максимальный отбор по нефти достигнут в 2010г – 138,8 тыс.т, среднегодовой дебит нефти имеет высокий темп снижения, с 2005г снизился с 117,8 до 4,6 т/сут в 2022г. Обводненность с 22,6% (2005г) увеличилась до 95,0% (2022г).

В 2021г добыча нефти составила 39,79 тыс.т, что на 9,0% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился на 7,1% и составил 5,2 т/сут. Фонд добывающих скважин остался на уровне прошлого года и составил 21 ед. Обводненность увеличилась на 0,7% и составила 93,9%. Закачка рабочего агента составила 632,7 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 8 ед., скважина №65 в бездействии. Среднее пластовое давление по объекту на ВНК составило 12,9 МПа, изменялось от 7,2 МПа (скв.№69) до 16,5 МПа (скв.№51), при этом всего проведено 5 замеров пластового давления в 5 скважинах, охват фонда составил 24%. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 2,9 до 14,5МПа. Газовый фактор составил 467,0 м³/т. Высокие значения ГФ наблюдались по скважинам №№69, 96 и 105, которые составляют 1500, 1400 и 1400м³/т соответственно.

В 2022г добыча нефти составила 35,62 тыс.т, что на 10,4% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился на 11,5% и составил 4,6 т/сут. Фонд добывающих скважин увеличился на 1 ед. и составил 22 ед. В октябре 2022г на целевой горизонт М-II-4 пробурили одну оценочную скважину №417 и одну скважину с опережением плана бурения №418. Обводненность увеличилась на 0,8% и составила 95,0%. Закачка рабочего агента составила 604,3 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 8 ед., скважина №65 в бездействии. Среднее пластовое давление по объекту на ВНК составило 15,4 МПа, изменяясь от 7,9 МПа (скв.№402) до 21,3 МПа (скв.№91), при этом всего проведено 5 замеров пластового давления в 5 скважинах, охват фонда составил 23%. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 2,32 до 13,3 МПа. Газовый фактор составил 450,0 м³/т. Высокие значения ГФ наблюдались по скважинам №№69, 96 и 105, которые составляют 1500, 1400 и 1400м³/т соответственно.

В 2023г добыча нефти составила 36,39 тыс.т, что на 2,2% выше прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти почти не изменился и составил 4,7 т/сут. Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу и составил 21 ед, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,98 д.ед. Обводненность уменьшилась на 0,21% и составила 94,8%. Закачка рабочего агента составила 624,0 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 7 ед. Газовый фактор составил 439,5 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 34,65 тыс.т, что на 4,8% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 4,2% и составил 4,9 т/сут. Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу по причине выбытия скважины №125 и составил 19 ед, при этом коэффициент эксплуатации не изменился и составил 0,98 д.ед. Обводненность увеличилась на 0,1% и составила 94,9%. Закачка рабочего агента составила 787,1 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 7 ед. Газовый фактор составил 182,2 м³/т. Высокие значения ГФ наблюдались по скважинам №№69, 96 и 105, которые составляют 1500, 1400 и 1400м³/т соответственно. В 2024г на горизонте М-2-4 пробурены две оценочные скважины: №№415, 416. В скважине №415 в результате опробования интервалов 1720,0-1723,0; 1725,0-1729,0; 1731,0-1741,0; 1742-1745,0 было извлечено 40,4 м³ жидкости, в том числе конденсата 37,6 м³, воды 2,8 м³, газа 1022,8м³ в период с 10.12.24г по 11.12.2024г. По результатам опробования объект газоносный. В скважине №416 с 17.04.2025г по 22.04.2025г в результате опробования было извлечено 24,7 м³ жидкости, в том числе конденсата 0,7 м³, воды 23,8 м³, газа 31124 м³. По результатам опробования объект газоводоносный.

В 2025г добыча нефти составила 35,1 тыс.т, что на 1,2% выше прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 24,5% и составил 6,1 т/сут. **Написать про ИДН** Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 ед. и составил 18 ед. В 2025г 2 скважины выбыли в наблюдательный фонд скважина №62 выбыла по причине заклинивания насоса, скважина №105 по причине отсутствия притока. Скважина №125 выбывшая в наблюдательный фонд в 2024г введена в эксплуатацию в марте 2025г. Обводненность увеличилась на 0,7% и составила 95,6%. Закачка рабочего агента составила 929,5 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 7 ед., скважина №65 ликвидирована.

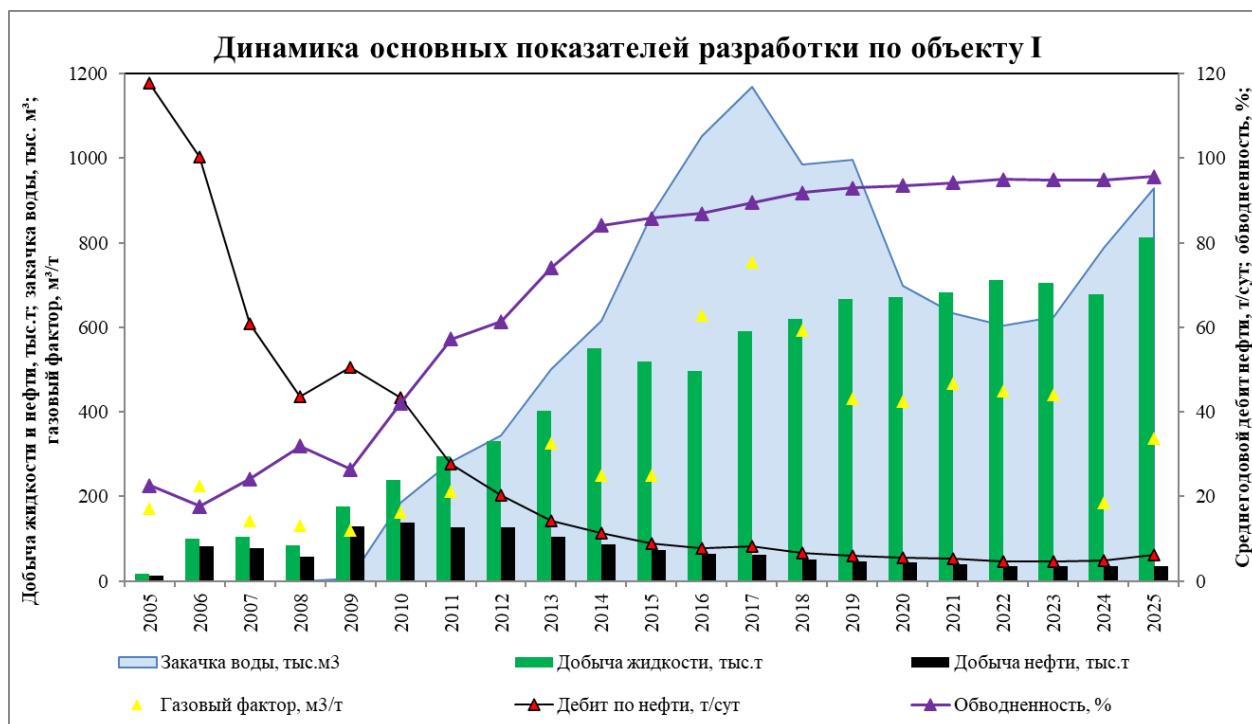


Рис. 3.2.4 - Динамика основных показателей разработки по объекту I

II объект

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти по объекту составляет 97,9 тыс.т, газа – 17,9 млн.м³. Текущий КИН составил – 21,8%. Выработка от извлекаемых запасов составила 90,5%.

Динамика основных показателей разработки объекта представлена в таблице 3.2.14 и на рисунке 3.2.5. Объект введен в эксплуатацию в 2006г скважиной №32. С сентября 2007г скважина находилась в бездействии по причине отсутствия насоса для откачки продукции с забоя и в марте 2009г введена в эксплуатацию механизированным способом. В 2009-2010гг был произведен ввод из бездействия скважин №№7, 9. Так же ввод из бурения скважины №80 в 2012г привел к увеличению как годового уровня добычи нефти, так и дебита нефти. В конце 2013г из бурения в добывающий фонд была введена скважина №224. В 2013г из добывающего в наблюдательный фонд выбыли две обводнившиеся скважины №№7, 224. В 2015г ввод в эксплуатацию из бурения составил 2 скважины №№218, 405. В июне 2016г в наблюдательный фонд выбыла скважина №405 по причине отсутствия притока. В 2018г в наблюдательный фонд выбыла скважина №9 по причине высокой обводненности. В 2019г в наблюдательный фонд выбыла скважина №32 по причине отсутствия притока. Максимальный отбор по нефти был достигнут в 2010г и составил 12,7 тыс.т, максимальный отбор по жидкости был достигнут в 2012г – 21,6 тыс.т. Объект разрабатывался на естественном режиме до 2021г, в 2021г на данном объекте организована система ППД.

В 2021г добыча нефти составила 2,0 тыс.т, что на 5,2% выше прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 11,5% и составил 4,5 т/сут. Обводненность повысилась до 3,3%. Замеры пластовых давлений на данном объекте в 2021г не проводились. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 1,1 до 11,5 МПа. Газовый фактор составил 100 м³/т. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 2,1% и 38,1% соответственно.

В 2022г добыча нефти составила 2,1 тыс.т, то на 5,0% выше прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 4,4% и составил 4,7 т/сут. Обводненность снизилась до 1,6%. Замеры пластовых давлений проводились в двух скважинах №№80, 218, и в среднем составило 20,8 МПа. Достоверность замеров пластового давления вызывает сомнения, так как начальное пластовое давление горизонта М-II-1 замеренное по скважине №7 (1989г) блока I составляет 18,3 МПа. Пластовое давление, замеренное в скважине №9 в 1997г, составило 17,9 МПа. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 1,2 до 12,9 МПа. Газовый фактор составил 100 м³/т. Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 2,2% и 66,7% соответственно.

В 2023г добыча нефти составила 1,9 тыс.т, что на 9,5% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит увеличился на 4,2 % и составил 4,9 т/сут. Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу и составил 1 ед, скважина №80 переведена в наблюдательный фонд в мае 2023г по причине низкого уровня жидкости, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,76 д.ед. Обводненность уменьшилась и составила 3,8%. Закачка рабочего агента составила 3,7 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин составил 1 ед. Газовый фактор составил 100,0 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 0,5 тыс.т, что на 4 раза ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился на 32,6 % и составил 3,3 т/сут. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 1 единицу, при этом коэффициент эксплуатации составил 0,48 д.ед. Обводненность увеличилась на и составила 6,6%. Газовый фактор уменьшился и составил 82 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 0,5 тыс.т, дебит нефти увеличился на 57,7 % и составил 5,2 т/сут. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 1 единицу, при этом коэффициент эксплуатации уменьшился по причине низкого уровня и периодической работы скважины №218 и составил 0,27 д.ед. Обводненность увеличилась на и составила 6,6%. Газовый фактор уменьшился и составил 75 м³/т.

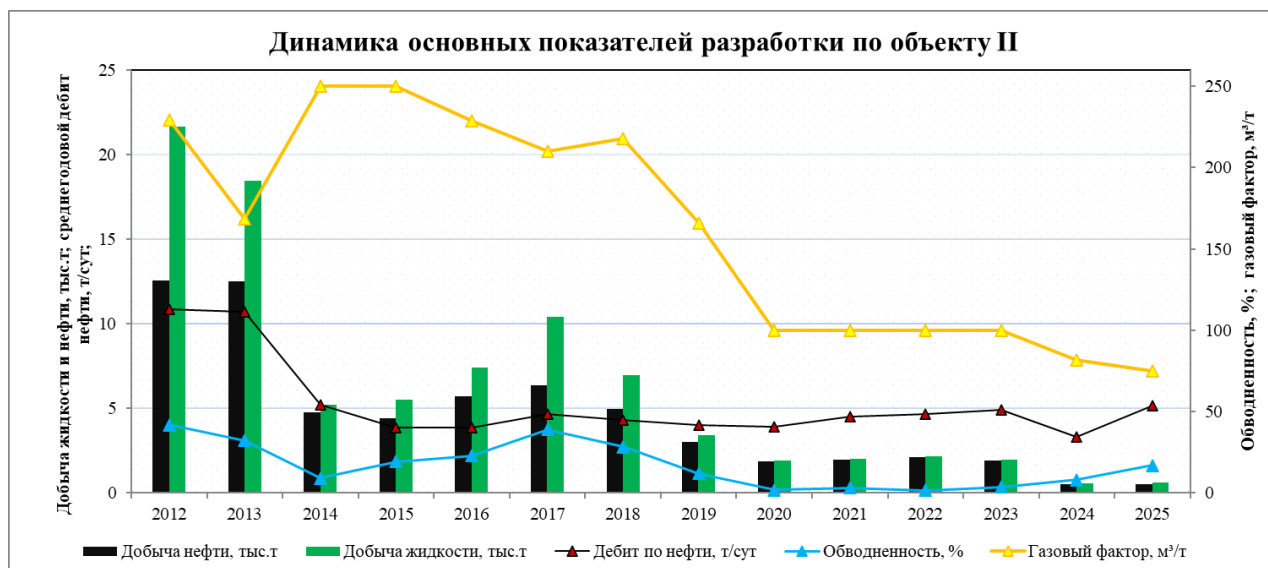


Рис. 3.2.5 - Динамика основных показателей разработки по объекту II

III объект

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти по объекту составляет 439,1 тыс.т, газа – 92,9 млн.м³. Отбор от извлекаемых запасов составляет 73,1%, текущий КИН – 19,1%.

В 2021г добыча нефти уменьшилась до 10,4 тыс.т, что на 8% ниже прошлогоднего уровня, несмотря на увеличение дебита нефти до 6,0 т/сут (+22,4%), уменьшение добычи нефти связано с уменьшением фонда скважин на 1 ед., скважина №85 выбыла в наблюдательный фонд. Обводненность составила 58%. Закачка воды составила 37,7 тыс.м³ при приемистости – 78,2 м³/сут. Замер пластового давления по объекту на ВНК проводился 1 раз по скважине №217, пластовое давление составило 4,7 МПа. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 2,1 до 12,4 МПа, при давлении насыщения – 11,3 МПа. Газовый фактор составил 689,4 м³/т. Высокие газовые факторы наблюдаются по скважинам №№43, 78, от 1000 до 1200 м³/т в течении года. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 1,4% и 2,9% соответственно.

В 2022г добыча нефти уменьшилась до 8,8 тыс.т, что на 15,3% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился на 38,3% и составил 4,6 т/сут. Обводненность повысилась до 65,1%. Закачка воды составила 38,5 тыс.м³ при приемистости – 57,29 м³/сут. Среднее пластовое давление по объекту на ВНК составило 6,7 МПа, изменяясь от 4,6 МПа (скв.№226) до 7,8 МПа (скв.№43), при этом всего проведено 3 замера пластового давления в 3 скважинах, охват фонда составил 50%. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 1,2 до 14,3 МПа. Газовый фактор составил 507 м³/т. Высокие газовые факторы наблюдаются по скважинам №№43, 78, от 1000 до 1200 м³/т в течении года. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составляют 0,9% и 2,0% соответственно.

В 2023г добыча нефти составила 6,9 тыс.т, что на 21,6% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти почти не изменился и составил 6,9 т/сут. Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу и составил 5 ед, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,86 д.ед. Обводненность увеличилась на 6,1% и составила 69,1%. Закачка рабочего агента составила 58,7 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 3 ед. Газовый фактор составил 423,3 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 6,6 тыс.т, что на 4,3% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 7,3% и составил 4,4 т/сут. Фонд добывающих скважин увеличился на 1 единицу и составил 6 ед, при этом коэффициент эксплуатации составил 0,80 д.ед. Обводненность увеличилась на 13,4% и составила 78,4%. Закачка рабочего агента составила 13,9 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 1 ед. Газовый фактор составил 180,8 м³/т. Высокие значения ГФ наблюдались по скважинам №№43 и 78, которые составляют 1200 и 1000м³/т соответственно.

В 2025г добыча нефти составила 6,6 тыс.т, что на 4,3% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 7,3% и составил 4,4 т/сут. Фонд добывающих скважин увеличился на 2 единицу и составил 8 ед/ Выполнен ввод из консервации скважины №36 в мае 2025г и ввод из наблюдательного фонда скважины №43 в апреле 2025г. при этом коэффициент эксплуатации составил 0,80 д.ед. Обводненность увеличилась на 2,9% и составила 75,5%. Закачка рабочего агента составила 25,4 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 3 ед. Газовый фактор составил 223 м³/т.

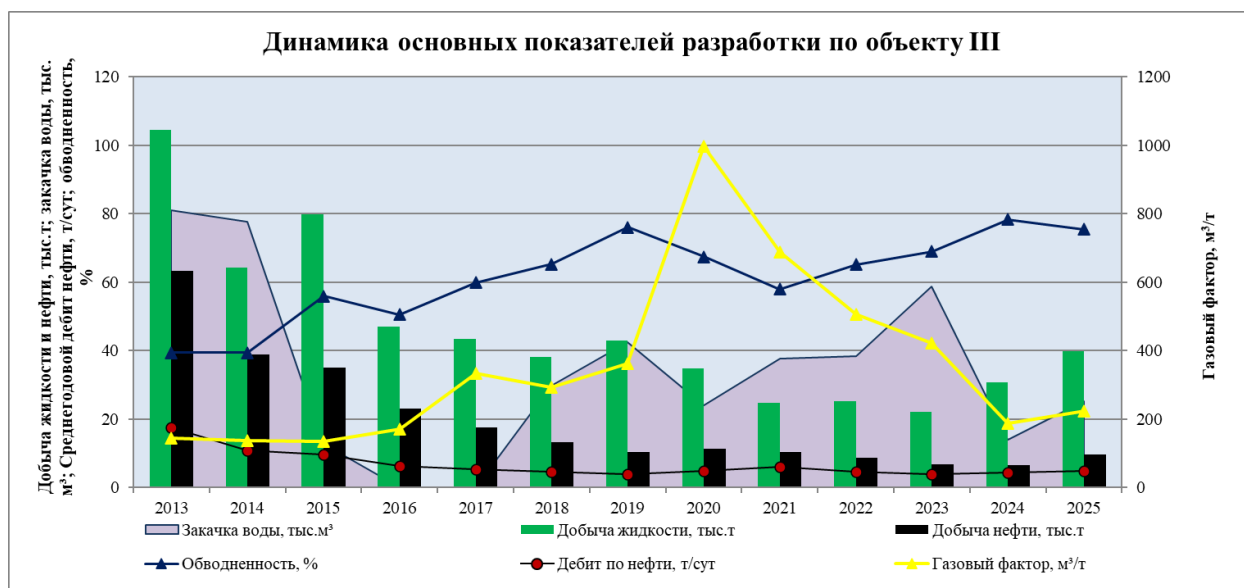


Рис. 3.2.6 - Динамика основных показателей разработки по объекту III

IV объект

В объект объединены 4 участка: район скв.№45 (горизонт Ю-0-1), район скв.№500

(горизонт Ю-0-2), район скв.№29 (горизонт Ю-0-2) и район скв.№210 (горизонт Ю-0-2).

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти/ жидкости по объекту составляет 84,7/112,2 тыс.т, газа – 30,156 млн.м³. Отбор от извлекаемых запасов равен 97,0%, текущий КИН – 37,8%.

Разработка данного объекта началась в 2014 году вводом в эксплуатацию 4 скважин: из консервации скважины №45, скважины №300 переводом с нижележащего объекта и из бурения двух скважин №№210, 500. Скважины №№210, 300 в конце года выбыли из разработки по причине обводнения. Объект разрабатывается на естественном режиме.

В 2021г добыча нефти составила 2,8 тыс.т, что на 15,9% ниже прошлогоднего уровня. Снижение добычи нефти связано с сокращением дебита нефти на 16,6%, который составил 7,6 т/сут. Обводненность уменьшилась и составила 54,2%. Замеров пластового давления в 2021г на данном объекте не проводилось. Забойные давления изменялись от 4,4 до 5,5 Мпа. Газовый фактор составил 600 м³/т. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 3,2% и 29,5% соответственно.

В 2022г добыча нефти составила 4,0 тыс.т, что на 42,9% выше прошлогоднего уровня. Увеличение добычи нефти связано с увеличением дебита нефти на 43,4%, который составил 10,9 т/сут, и уменьшением обводненности до 47,8%. Замеров пластового давления в 2022г на данном объекте не проводилось. Забойные давления изменялись от 4,9 до 5,5 Мпа. Газовый фактор составил 600 м³/т. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 4,6% и 60,6% соответственно.

В 2023г добыча нефти составила 3,3 тыс.т, что на 17,5% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти уменьшился на 15,6% и составил 9,2 т/сут. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 1 ед, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,99 д.ед. Обводненность увеличилась на 2,5% и составила 49,0%. Газовый фактор составил 600,0 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 3,6 тыс.т, что на 8,4% выше прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 7,6% и составил 9,9 т/сут. Фонд добывающих скважин составил 1 ед, при этом коэффициент эксплуатации составил 0,98 д.ед. Обводненность увеличилась на 9,4% и составила 53,6%. Газовый фактор составил 262,2 м³/т.

В 2025г добыча нефти составила 2,5 тыс.т, что на 30% ниже прошлогоднего уровня, дебит нефти уменьшился на 43% и составил 5,6 т/сут. Фонд добывающих скважин составил 2 ед, в августе 2025г из резервного фонда пробурена скважина №419. Коэффициент эксплуатации составил 0,98 д.ед. Обводненность увеличилась на 15,7% и

составил 67,3%. Газовый фактор составил 177,7 м³/т.

Динамика основных показателей разработки IV объекта представлена в таблице 3.2.16.

V объект

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти/ жидкости составляет 92,9/ 315,3 тыс.т, газа – 50,2 млн.м³. Отбор от извлекаемых запасов равен 94,4%, текущий КИН – 15,3%.

Разработка данного объекта началась в 2010 году путем ввода в эксплуатацию скважины №82 из бурения. Объект разрабатывается на естественном режиме. Максимальный уровень добычи нефти был достигнут в 2016г и составил 11,1 тыс.т за счет ввода в эксплуатацию высокодебитной скважины №33 (перевод с нижележащего объекта VI). С 2012г среднегодовой дебит нефти имеет высокий темп падения, с 14,7 т/сут (2012г) снизился до 4,3 т/сут (2018г), на дату отчета составляет 5,8 т/сут. В сентябре 2015г с VI объекта разработки была переведена скважина №37, которая на данном объекте находится в зоне запасов, оцененных по категории С₂. За время испытания из скважины было добыто 0,5 тыс.т нефти и 0,54 тыс.т жидкости. В декабре 2019г с нижележащего VI объекта переведена скважина №42, и опробовала данный объект в зоне запасов категории С₂. Начальный дебит нефти/ жидкости составил 5,1/ 18,6 т/сут, обводненность – 72,6%. Всего за время испытания добыто нефти/ жидкости – 295/ 1219 т.

В 2021г фонд добывающих скважин увеличился на 1 единицу за счет ввода из консервации после испытания скважины №37. Несмотря на увеличение фонда скважин добыча нефти уменьшилась на 20% относительно прошлогоднего показателя и составила 5,2 тыс.т. Дебит нефти уменьшился на 20% и составил 4,8 т/сут, обводненность составила 82,3%. Согласно адресной карте ГТМ ПР-2021г на данном объекте была организована система ППД путем перевода из наблюдательного фонда под закачку скважин №34, 83. Закачка составила 48,7 тыс.м³ при приемистости – 184,4м³/сут. Замеров пластового давления в 2021г не проводилось. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 5,2 до 15,3 МПа. Газовый фактор составил 653,1 м³/т.

В 2022г фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу за счет перевода в наблюдательный фонд скважины №82. Добыча нефти уменьшилась на 11,5% относительно прошлогоднего показателя и составила 4,6 тыс.т. Дебит нефти уменьшился на 6,3% и составил 4,5 т/сут, обводненность составила 82,9%. Закачка составила 75,8 тыс.м³ при приемистости – 119,0 м³/сут. В 2022г пластовое давление замерялось в скважинах №33 и №38 и в среднем составило 20,3 МПа. Достоверность замеров вызывает сомнения так как, начальное пластовое давление, замеренное в 2013г в скважине №38

составило 17,8 МПа. Давление насыщения - 15,2 МПа. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 5,0 до 11,2 МПа. Газовый фактор составил 799,0 м³/т.

В 2023г добыча нефти составила 3,9 тыс.т, что на 17,9% ниже прошлогоднего уровня, при этом дебит нефти увеличился на 11,1% и составил 5,0 т/сут. Фонд добывающих скважин уменьшился на 1 единицу и составил 2 ед, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,96 д.ед. Обводненность увеличилась на 1,8% и составила 84,4%. Закачка рабочего агента составила 70,5 тыс.м3, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 2 ед. Газовый фактор составил 590,4 м3/т.

В 2024г добыча нефти составила 1,1 тыс.т, что в три раза ниже прошлогоднего уровня, отставание связано с уменьшением среднегодового дебита нефти до 2,1 т/сут (-58,0%) и увеличением обводненности на 11,3%, которая составила 95,7%. Фонд добывающих скважин остался на уровне прошлого года и составил 2 ед, скважина №38 выбыла в наблюдательный фонд в январе 2024г по причине низкого уровня жизни. Скважина №82 введена из наблюдательного фонда в июне 2024г. Коэффициент эксплуатации составил 0,93 д.ед. Закачка рабочего агента составила 64,5 тыс.м3, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 1 ед. Газовый фактор составил 776,0 м3/т. Высокие значения газового фактора наблюдаются по скважине №33, где он составляет 860 м³/т.

В 2025г добыча нефти составила 2,3 тыс.т, что в два раза выше прошлогоднего уровня, превышение связано с увеличением среднегодового дебита нефти до 4,0 т/сут и увеличением обводненности на 2,6%, которая составила 93,1%. Фонд добывающих скважин остался на уровне прошлого года и составил 2 ед, фонд нагнетательных скважин составил 2 ед.

Динамика основных показателей разработки V объекта представлена в таблице 3.2.17 и на рисунке 3.2.7.



Рис. 3.2.7 - Динамика основных показателей разработки по объекту V

VI объект

На 01.01.2026г накопленный отбор нефти по объекту составил 1962,9 тыс.т, по жидкости – 7115,0 тыс.т. Накопленная добыча газа – 774,6 млн.м³. Текущий КИН – 46,8%, отбор от НИЗ – 88,2%.

Динамика основных показателей разработки объекта представлена в таблице 3.2.18 и на рисунке 3.2.8. Данный объект разрабатывается с 2005 года. Объект разрабатывается с ППД. Максимальный уровень добычи нефти составил 210,5 тыс.т в 2011г, максимальный уровень добычи жидкости – 437,7 тыс.т в 2019г. Среднегодовой дебит нефти имеет высокий темп падения, со 148,5 т/сут (2007г) снизился до 12,9 т/сут в 2025г. Обводненность с 21,0% (2009г) увеличилась до 96,4% в 2025г.

В 2021г добыча нефти составила 19,5 тыс.т, что ниже прошлогоднего уровня на 33,8%, снижение добычи нефти связано с уменьшением дебита нефти на 9,6% и увеличением обводненности до 94,4. Среднее пластовое давление по объекту на ВНК составило 18,0 МПа, было проведено два замера в 2 добывающих скважинах №№39, 200 16,9 и 19,2 МПа соответственно, достоверность замера по скважине № 200 вызывает сомнения, так как начальное пластовое давление на данном объекте составило 18,6 МПа. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 4,9 до 16,2 МПа, при давлении насыщения – 15,2 МПа. Газовый фактор составил 320 м³/т, при газосодержании 196,2 м³/т. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 0,8% и 3,5% соответственно.

В 2022г добыча нефти составила 29,9 тыс.т, что выше прошлогоднего уровня на 23,3%, Увеличение добычи связано с интенсификацией добычи нефти путем смены насосов УЭЦН в скважинах №№39, 41, 46, и увеличением частоты вращения насоса

скважины №209, при этом среднегодовой дебит нефти увеличился на 53,7% и составил 14,3 т/сут, дебит жидкости увеличился на 62,3% обводненность выросла только на 0,3% и составила 94,7%, динамика дебита по нефти и жидкости, обводненности скважин представлена на рисунках 3.2.9-3.2.11. В 2022г в 2 добывающих скважинах провели 2 прямых замера пластового давления, в среднем составило 19,9 МПа. Достоверность замеров вызывает сомнения так как среднее значение пластового давления выше начального пластового. Забойные давления по добывающим скважинам изменялись от 1,59 до 15,9 МПа. Газовый фактор составил 314 м³/т, при газосодержании 196,2 м³/т. Темпы отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов составили 1,2% и 5,5% соответственно.

В 2023г добыча нефти составила 30,7 тыс.т, что на 2,7% ниже прошлогоднего уровня, при этом среднегодовой дебит не изменился и составил 14,3 т/сут. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 6 ед, при этом коэффициент эксплуатации увеличился и составил 0,98 д.ед. Закачка рабочего агента увеличилась и составила 661,4 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 3 ед. Газовый фактор составил 332,0 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 24,0 тыс.т, что на 22% ниже прошлогоднего уровня, отставание связано с уменьшением среднегодового дебита нефти до 11,2 т/сут (-21,7%) и увеличением обводненности на 1,5%, которая составила 96,3%. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 6 ед, при этом коэффициент эксплуатации составил 0,98 д.ед. Закачка рабочего агента составила 673,1 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 3 ед. Газовый фактор составил 516,9 м³/т. Высокие значения ГФ наблюдались по скважинам №№39 и 231, которые составляют 1698 и 2009м³/т соответственно. В 2024г были проведены опытно промышленные испытания технологии выравнивания профиля приемистости. Для подсчета дополнительной добычи нефти была учтена продукция скважин №№ 200, 231, 31Д, 39, 41, 46; Накопленная дополнительная добыча нефти составила 917,8 т при плановой 613 т, что подтверждает эффективность технологии.

В 2025г добыча нефти составила 25,7 тыс.т, что на 7% выше прошлогоднего уровня, превышение связано с эффектом от ВПП и проведением **ИДН в скважинах путем смены насосов**, среднегодовой дебита нефти составил 12,9 т/сут, что выше прошлогоднего значения на 15%, обводненность осталась на уровне прошлого года и составила 96,4%. Фонд добывающих скважин не изменился и составил 6 ед, при этом коэффициент эксплуатации составил 0,98 д.ед. Закачка рабочего агента составила 659,9 тыс.м³, фонд нагнетательных скважин на конец года составил 3 ед. Газовый фактор составил 451,4 м³/т.

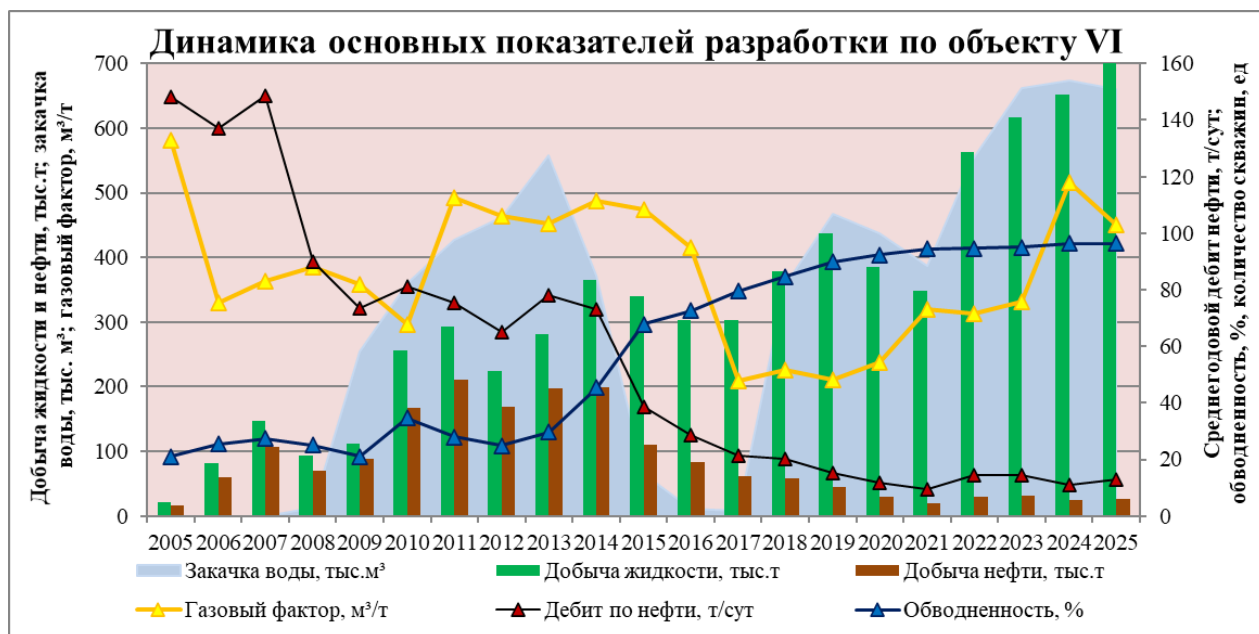


Рис. 3.2.8 - Динамика основных показателей разработки по объекту VI



Рис. 3.2.9-Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №39

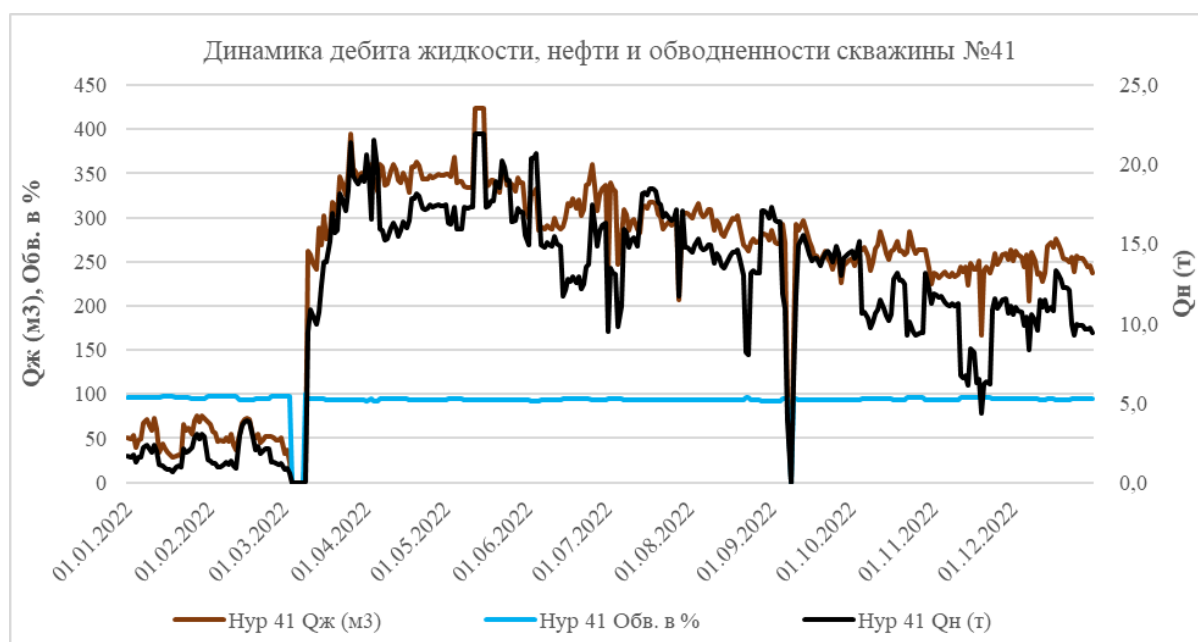


Рис. 3.2.10-Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №41



Рис. 3.2.11 - Динамика дебита жидкости, нефти и обводненности скважины №46

VII объект

Горизонт Ю-III-1 начал разрабатываться в августе 2011 года, скважиной №43. Данная скважина отработала на горизонте до февраля 2012 года, после чего была переведена на вышележащий III объект. Накопленная добыча нефти/ жидкости и газа по скважине №43 на VII объекте составляют 9,4/ 17,6 тыс.т и 3,06 млн.м³ газа .

По Анализу разработки (2015), объект должен был повторно вступить в разработку в 2016 году, бурением скважины дублера №19А. Фактически данный объект разрабатывался с августа 2014 года, после ввода из бурения скважины №401. С августа 2016 года скважина №401 находилась в бездействии, по причине отсутствия притока,

после чего была переведена на нижележащий объект VIII.

В АР-2019г разработка данного объекта не предусмотрена, ввиду отсутствия добывающих скважин.

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти/ жидкости и газа по объекту составляет 11,3/ 20,0 тыс.т и 3,58 млн.м³. Отбор от извлекаемых запасов – 73,0%, КИН – 3,81%.

Оценочная скважина №413, пробуренная в декабре 2019г (целевой горизонт Ю-IVd), на горизонте Ю-III-1 выявила новую залежь, при опробовании был получен дебит нефти/ жидкости – 4,7/ 7,7 т/сут, всего за время испытания добыто нефти/ жидкости – 199/ 443 т.

Динамика основных технологических показателей разработки по объекту представлены в таблице 3.2.18.

VIII объект

Горизонт Ю-IVk разрабатывался скважиной №79 с ноября по декабрь 2011 года, за это время из скважины было добыто 0,26 тыс.т нефти и 0,75 тыс.т жидкости и 0,036 млн.м³ газа, после обводнения скважина была переведена в наблюдательный фонд. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 81,23%

Горизонт Ю-IVd разрабатывался с 2013 года вводом из бурения скважиной №400.

В апреле 2016г скважина №400 была переведена в бездействие, по причине отсутствия притока, в последствии данная скважина была переведена в наблюдательный фонд. За 3 месяцев 2016г добыто 0,06 тыс.т нефти и 0,11 тыс.т жидкости. Среднесуточные дебиты нефти/ жидкости составили 0,71/ 1,27 т/сут, обводненность – 43,8%. В апреле 2017г на данный объект введена в эксплуатацию скважина №401, переводом с вышележащего объекта VII. За 2017г из скважины №401 добыто 1,4 тыс.т нефти и 1,9 тыс.т жидкости. Среднесуточные дебиты нефти/ жидкости составили 5,6/ 7,5 т/сут, обводненность – 26,0%. В 2018г добыто 0,7 тыс.т нефти и 0,8 тыс.т жидкости, дебиты нефти/ жидкости составили 2,1 и 2,6 т/сут.

В 2019г добыча нефти составила 1,2 тыс.т, дебит нефти/ жидкости – 3,4/ 3,9 т/сут. До мая 2020г объект разрабатывался одной скважиной №401, скважина выбыла из-за отсутствия притока. За 2020г добыто нефти – 0,24 тыс.т, дебит нефти/ жидкости – 1,8/ 3,8 т/сут. Динамика основных показателей разработки данного объекта представлена в таблице 3.2.19

На 01.01.2023г накопленная добыча нефти по объекту составляет 6,9 тыс.т, жидкости – 9,6 тыс.т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 81,23%, текущий КИН – 1,28%.

Таблица 3.2.12 - Динамика основных показателей разработки по месторождению

№№ п/п	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	79,7	85,1	83,1	70,5	77,7
2	в т.ч.: из переходящих скважин	79,7	82,2	80,6	68,6	77,3
3	из новых скважин	0,0	2,9	2,5	1,9	0,3
4	мехспосрбом	79,7	84,8	83,1	70,0	78,2
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	3971,7	4056,8	4140,0	4210,5	4288,2
6	в т.ч.: мехспособом	1644,1	1728,8	1812,0	1882,0	1960,1
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	1092,4	1336,8	1377,4	1392,5	1614,8
8	в т.ч.: из переходящих скважин	1092,4	1274,5	1332,8	1388,2	1614,1
9	из новых скважин	0,0	62,4	44,6	4,3	0,7
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	12426,9	13763,7	15141,1	16533,6	18147,7
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	92,7	93,6	94,0	94,9	95,2
12	в т.ч.: переходящих скважин	92,7	93,6	93,9	95,1	95,2
13	новых скважин	-	95,3	94,4	56,9	51,6
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,6	1,7	1,6	1,4	1,5
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,9	8,0	8,4	7,8	9,3
17	Добыча растворенного газа, млн. м³	37,3	36,2	33,6	21,7	27,7
18	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	1305,9	1342,1	1375,7	1397,4	1425,1
19	Закачка рабочего агента, всего тыс.м³	1120,3	1295,3	1418,4	1538,6	1675,6
20	в т.ч.: воды	1120,3	1295,3	1418,4	1538,6	1675,6
21	полимерного раствора	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка рабочего агента, всего тыс.м³	12968,0	14263,3	15681,7	17220,3	18895,9
23	в т.ч.: воды	12003,2	13298,5	14716,9	16255,5	17931,0
24	полимерного раствора	964,8	964,8	964,8	964,8	964,8
25	Ввод добывающих скважин, ед.	1	3	0	4	5
26	в т.ч. из бурения	0	1	0	2	1
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	3	5	3	2
28	Фонд добывающих скважин, ед.	40	40	35	34	37
29	в т.ч. действующих, ед.	38	39	35	34	37
30	Ввод нагнетательных скважин, ед.	4	2	0	0	2
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	3	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин, ед.	14	16	13	13	15
33	в т.ч. действующих, ед.	14	16	13	13	15
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	6,0	6,3	6,3	6,0	7,1
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	82,06	98,67	104,41	118,49	148,09
36	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,00	4,35	9,21	12,78	2,28
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,00	92,96	165,21	29,66	4,72
38	Средняя премистость, м³/сут	285,1	261,4	292,7	340,9	340,8
39	в т.ч.: воды	285,1	261,4	292,7	340,9	340,8
40	полимерного раствора	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Коэффициент использования добывающих скв, д.ед.	0,89	0,88	0,84	0,73	0,68
42	Коэффициенты эксплуатации добывающих скв., д.ед.	0,93	0,92	0,95	0,93	0,80
43	Коэффициент использования нагнетательных скв, д.ед.	0,90	0,93	0,83	0,62	0,66
44	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,90	0,93	0,88	0,62	0,66
45	Текущий КИН, %	28,26	28,86	29,45	29,96	30,51
46	Газовый фактор, м³/т	467,5	425,3	404,2	308,2	356,8
47	Выработка запасов нефти, %	78,8	80,5	82,1	83,5	85,0

Таблица 3.2.13 - Динамика основных показателей разработки по объекту I

№№ п/п	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	39,8	35,6	36,3	34,6	35,1
2	в т.ч.: из переходящих скважин	39,8	32,7	36,3	34,6	35,1
3	из новых скважин	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	39,8	35,3	36,3	34,6	35,6
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	1437,7	1473,4	1509,7	1544,3	1579,4
6	в т.ч.: мехспособом	725,1	760,4	796,7	831,3	866,9
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	681,6	711,9	705,3	677,0	813,0
8	в т.ч.: из переходящих скважин	681,6	649,5	705,3	677,0	812,9
9	из новых скважин	0,0	62,4	0,0	0,0	0,1
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	6685,3	7397,2	8102,5	8779,5	9592,5
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	94,2	95,0	94,8	94,9	95,7
12	в т.ч.: из переходящих скважин	94,2	95,0	94,8	94,9	95,7
13	из новых скважин	-	95,3	-	15,8	99,4
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,2	1,9	2,0	1,9	1,9
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,1	9,0	10,1	10,6	12,1
17	Добыча растворенного газа, млн. м³	18,583	16,030	15,991	6,379	11,882
18	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	398,931	414,961	430,952	437,331	449,213
19	Годовая закачка агента, всего тыс.м³.	632,7	604,3	624,0	787,1	929,5
20	в т.ч.: воды	632,7	604,3	624,0	787,1	929,5
21	полимерного раствора	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	Накопленная закачка агента, всего тыс.м³.	8332,9	8937,2	9561,2	10348,3	11277,8
23	в т.ч.: воды	7368,1	7972,4	8596,4	9383,5	10313,0
24	полимерного раствора	964,8	964,8	964,8	964,8	964,8
25	Годовая компенсация отборов, %	93,9	86,3	89,9	118,2	116,8
26	Накопленная компенсация отборов, %	114,8	112,3	110,5	111,1	111,5
27	Ввод добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	1
28	из бурения	0	1	0	0	0
29	из консервации	0	0	1	0	0
30	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	3	1	2
31	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	21	22	20	19	18
32	в т.ч. действующих, ед.	21	22	20	19	18
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0
34	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0
35	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8
36	в т.ч. действующих, ед.	7	7	7	7	7
37	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	5,2	4,6	4,7	4,9	6,1
38	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	89,7	92,3	90,7	96,8	141,5
39	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0
40	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	73,4	0,0	0,0	4,4
41	Средняя приемистость, м³/сут	268,7	255,7	272,6	317,6	380,3
42	в т.ч.: воды	268,7	255,7	272,6	317,6	380,3
43	полимерного раствора	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	2,9-14,5	2,32-13,3		2,32-13,4	
45	Среднее пластовое давление, МПа	14,0	15,3		16,3	
46	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,99	0,96	0,98	0,97	0,78
47	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,99	0,96	0,98	0,97	0,82
48	Коэффициент использования нагнетательных скв, д.ед.	0,92	0,95	0,89	0,75	0,77
49	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,92	0,95	0,91	0,75	0,77
50	Коэффициент извлечения нефти, %	27,3	28,0	28,6	29,3	30,0
51	Газовый фактор, м³/т	467,0	450,0	440,0	184,6	338,2
52	Отбор от извлекаемых запасов, %	78,4	80,3	82,3	84,2	86,1

Таблица 3.2.14 - Динамика основных показателей разработки по объекту II

№№ п/п.	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	2,0	2,1	1,9	0,5	0,5
2	в т.ч.: из переходящих скважин	2,0	2,1	1,9	0,5	0,5
3	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	мехспособом	1,98	2,15	1,92	0,54	0,50
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	92,8	94,9	96,8	97,4	97,9
6	мехспособом	80,2	82,4	84,3	84,8	85,3
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	2,045	2,2	1,992	0,6	0,6
8	в т.ч.: из переходящих скважин	2,0	2,2	2,0	0,6	0,6
9	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	132,4	134,6	136,6	137,2	137,8
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	3,3	1,6	3,8	8,1	17,1
12	в т.ч.: переходящих скважин	3,3	1,6	3,8	8,1	17,1
13	новых скважин	-	-	-	-	-
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,44	0,48	0,43	0,12	0,11
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,8	2,0	1,8	0,5	0,5
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	11,4	14,0	14,5	4,8	4,7
17	Добыча газа, млн. м³	0,198	0,215	0,192	0,044	0,038
18	Накопленная добыча газа, млн. м³	17,426	17,641	17,832	17,876	17,914
19	Годовая закачка агента, всего тыс.м³.	14,275	21,735	3,747	0,000	4,294
20	Накопленная закачка агента, всего тыс.м³.	14,275	36,010	39,757	39,757	44,051
21	Годовая компенсация отборов, %	420,4	595,9	113,5	0,0	454,9
22	Накопленная компенсация отборов, %	7,4	18,2	19,8	19,7	21,7
23	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
24	из бурения	0	0	0	0	0
25	из консервации	0	0	0	0	0
26	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0
28	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	1	1	1
30	в т.ч. действующих, ед.	2	2	1	1	1
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1
32	в т.ч. действующих, ед.	1	1	1	1	1
33	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	4,5	4,7	4,9	3,3	5,2
34	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	4,7	4,7	5,1	3,6	6,2
35	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	Средняя премистость, м³/сут	126,3	60,9	18,3	0,0	19,2
38	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	1,1-11,5	1,2-12,9		1,2-12,10	
39	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-
40	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,60	0,63	0,76	0,44	0,27
41	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,60	0,63	0,76	0,44	0,27
42	Коэффициент извлечения нефти, %	20,7	21,1	21,6	21,7	21,8
43	Газовый фактор, м³/т	100	100	100	82	75
44	Отбор от извлекаемых запасов, %	85,8	87,8	89,6	90,1	90,5

Таблица 3.2.15 - Динамика основных показателей разработки по объекту III

№№ п/п.	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	10,4	8,8	6,9	6,6	9,8
2	в т.ч.: из переходящих скважин	10,4	6,1	0,5	4,6	1,9
3	из новых скважин	0,0	2,7	0,5	2,1	1,9
4	мехспособом	10,4	8,8	6,9	6,1	9,8
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	407,0	415,8	422,7	429,3	439,1
6	в т.ч.: мехспособом	294,7	303,5	310,4	316,5	326,3
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	24,83	25,30	22,21	30,67	39,87
8	в т.ч.: из переходящих скважин	24,8	19,9	20,6	24,0	37,8
9	из новых скважин	0,0	5,4	1,6	6,7	2,1
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	701,5	726,8	749,0	779,6	819,5
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	58,0	65,1	69,1	78,4	75,5
12	в т.ч.: переходящих скважин	58,0	69,1	97,5	81,0	95,0
13	новых скважин	-	50,5	67,3	68,9	7,8
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,5	0,4	0,3	0,3	0,4
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1,7	1,5	1,1	1,1	1,6
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,1	4,6	3,7	3,7	5,7
17	Добыча газа, млн. м³	7,190	4,475	2,907	1,249	2,184
18	Накопленная добыча газа, млн. м³	82,064	86,539	89,446	90,695	92,879
19	Годовая закачка воды, всего тыс.м³.	37,7	38,5	58,7	13,9	25,4
20	Накопленная закачка воды, всего тыс.м³.	394,4	432,9	491,6	505,5	530,9
21	Годовая компенсация отборов, %	122,0	127,2	225,9	40,9	56,4
22	Накопленная компенсация отборов, %	41,6	44,3	49,0	48,7	49,0
23	Ввод добывающих скважин, ед.	0	2	1	3	2
24	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0
25	из другого объекта	0	1	1	0	0
26	из консервации	0	0	0	0	1
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	2	2	2	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	5	6	8
29	Фонд действующих скважин, ед.	5	6	5	6	6
30	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	1	0	1	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	3	3	3	3
33	в т.ч. действующих, ед.	2	3	1	3	0
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	6,0	4,6	4,1	4,4	5,0
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	14,3	13,3	13,1	20,2	20,2
36	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,00	7,20	3,96	8,65	10,19
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,00	14,55	12,10	27,80	11,05
38	Средняя премистость, м³/сут	78,22	57,29	93,61	41,59	39,56
39	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	2,1-12,4	1,2-14,3	1,2-14,3	1,2-14,4	1,2-14,4
41	Среднее пластовое давление, МПа	4,7	6,7			
42	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,73	0,82	0,86	0,80	0,73
43	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,79	0,82	0,86	0,80	0,73
44	Коэффициент использования нагнетательных скв, д.ед.	0,9	0,8	0,6	0,2	0,4
45	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,9	0,8	0,7	0,2	0,4
46	Текущий КИН, %	17,7	18,1	18,4	18,7	19,1
47	Газовый фактор, м³/т	689,4	507,3	423,3	188,2	223,2
48	Отбор от извлекаемых запасов, %	67,8	69,2	70,4	71,5	73,1

Таблица 3.2.16 - Динамика основных показателей разработки по объекту IV

№№ п/п	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	2,8	4,0	3,3	3,58	2,5
2	в т.ч.: из переходящих скважин	2,8	4,0	3,3	3,6	2,2
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
4	мехспособом	2,8	4,0	3,3	3,6	2,5
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	80,8	84,7	88,1	91,7	94,2
6	в т.ч.: мехспособом	42,2	46,2	49,6	53,1	55,7
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	6,0	7,7	6,5	7,7	7,8
8	в т.ч.: из переходящих скважин	6,0	7,7	6,5	7,7	7,2
9	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	104,6	112,2	118,8	126,5	134,3
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	54,2	47,8	49,0	53,6	67,3
12	в т.ч.: переходящих скважин	54,2	47,8	49,0	53,6	69,3
13	новых скважин	-	-	-	-	43,7
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	1,2	1,8	1,5	1,6	1,1
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,2	3,2	2,7	2,9	2,1
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	6,1	9,4	8,6	10,1	8,0
17	Добыча растворенного газа, млн. м³	1,658	2,398	1,997	0,939	0,452
18	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	27,759	30,157	32,154	33,093	33,545
19	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	1
20	из бурения	0	0	0	0	1
21	из другого объекта	0	0	0	0	0
22	из консервации	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин, ед.	1	1	1	1	2
25	в т.ч. действующих, ед.	1	1	1	1	2
26	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	7,6	10,9	9,2	9,9	5,6
27	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	16,5	21,0	18,0	21,4	17,0
28	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	-	-	-	-	2,7
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	-	-	-	-	4,8
30	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	4,4-5,5	4,9-5,5	-	4,9-5,6	-
31	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-
32	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	1,00	1,00	0,99	0,98	0,88
33	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	1,00	1,00	0,99	0,98	0,88
34	Текущий КИН, %	36,05	37,83	39,32	40,92	42,05
35	Газовый фактор, м³/т	600,0	600,0	600,0	262,2	177,7
36	Выработка извлекаемых запасов нефти, %	65,4	68,7	71,4	74,3	76,3

Таблица 3.2.17 - Динамика основных показателей разработки по объекту V

№№ п/п	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	5,2	4,6	3,9	1,1	2,3
2	в т.ч.: из переходящих скважин	5,2	4,6	3,9	0,8	2,3
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0
4	мехспособом	5,2	4,6	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	81,1	85,7	89,6	90,7	92,9
6	в т.ч.: мехспособом	60,9	65,5	65,5	65,5	65,5
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	29,24	26,97	25,15	25,03	32,84
8	в т.ч.: из переходящих скважин	29,24	26,97	25,15	21,37	32,84
9	из новых скважин	0,00	0,00	0,00	3,67	0,00
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	205,3	232,2	257,4	282,4	315,3
11	Закачка воды, тыс.м³	48,7	75,8	70,5	64,5	56,5
12	Накопленная закачка воды, тыс.м³	48,7	124,5	195,0	259,5	316,0
13	Ср.суточный премистость, м3/сут	184,4	119,0	109,4	104,1	92,9
14	Годовая компенсация отборов, %	140,8	239,1	242,8	255,5	165,1
15	Накопленная компенсация отборов, %	16,2	37,4	53,9	67,0	75,0
16	Обводненность среднегодовая (по весу), %	82,3	82,9	84,4	95,7	93,1
17	в т.ч.: переходящих скважин	82,3	82,9	84,4	96,4	93,1
18	новых скважин	-	-	-	91,5	-
19	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,8	0,8	0,6	0,2	0,4
20	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	5,2	4,7	4,0	1,1	2,3
21	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	22,8	26,5	30,5	12,1	29,1
22	Добыча газа, млн. м³	3,37	3,69	2,31	0,69	1,36
23	Накопленная добыча газа, млн. м³	42,163	45,856	48,17	48,863	50,22
24	Ввод добывающих скважин, ед.	1	0	0	1	1
25	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0
26	из другого объекта	0	0	0	0	0
27	из консервации	1	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	2	0
29	Фонд добывающих скважин, ед.	4	3	2	1	2
30	в т.ч. действующих, ед.	3	3	2	1	2
31	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	4,8	4,5	5,0	2,1	4,0
32	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	27,0	26,5	32,0	48,9	57,2
33	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	-	-	-	1,8	-
34	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	-	-	-	21,1	-
35	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	5,2-15,3	5,0-11,2	5,2-15,4	5,0-11,3	5,2-15,5
36	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-
37	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,99	0,93	0,96	0,93	0,86
38	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,99	0,93	0,96	0,93	0,86
39	Фонд нагнетательных скважин	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
40	Фонд действующих нагнетательных скважин	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
41	Ввод нагнетательных скважин под закачку	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00
42	Выбытие нагнетательных скважин	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
43	Коэффициент эксплуатации нагн.скв	0,72	0,91	0,88	0,85	0,83
44	Коэффициент использования нагн скв	0,72	0,91	0,88	0,85	0,83
45	Текущий КИН, %	13,3	14,1	14,7	14,9	15,3
46	Газовый фактор, м³/т	653,1	799,0	590,4	641,8	596,1
47	Выработка запасов нефти, %	82,3	87,0	91,0	92,1	94,4

Таблица 3.2.18 - Динамика основных показателей разработки по объекту VI

№№ п/п.	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	19,5	29,9	30,7	24,0	25,7
2	в т.ч.: из переходящих скважин	19,5	29,9	28,7	23,0	25,7
3	из новых скважин	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0
4	мехспособом	19,5	29,9	30,7	24,0	25,7
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	1852,6	1882,5	1913,2	1937,2	1962,9
6	в т.ч.: мехспособом	431,5	461,3	492,0	516,1	541,8
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	348,7	562,9	616,0	651,4	718,5
8	в т.ч.: из переходящих скважин	348,7	562,9	572,9	614,4	718,5
9	из новых скважин	0,0	0,0	43,0	37,0	0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	4566,3	5129,2	5745,1	6396,5	7115,0
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	94,4	94,7	95,0	96,3	96,4
12	в т.ч.: переходящих скважин	94,4	94,7	95,0	96,3	96,4
13	новых скважин	-	-	95,4	97,2	-
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,5	0,7	0,7	0,6	0,6
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	1,3	1,4	1,1	1,2
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	5,0	8,0	8,9	7,7	8,9
17	Добыча растворенного газа, млн. м³	6,249	9,373	10,197	12,419	11,596
18	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	731,039	740,412	750,609	763,028	774,624
19	Закачка рабочего агента, всего тыс.м³	386,9	554,9	661,4	673,1	659,9
20	Накопленная закачка воды, всего тыс.м³.	4177,8	4732,7	5394,1	6067,2	6727,1
21	Годовая компенсация отборов, %	109,1	97,2	106,2	103,5	92,1
22	Накопленная компенсация отборов, %	67,5	70,0	73,1	75,5	76,9
23	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
24	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0
25	из другого объекта	0	0	0	0	0
26	из консервации	0	0	0	0	0
27	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин, ед.	6	6	6	6	6
29	в т.ч. действующих, ед.	6	5	6	6	6
30	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0
32	Фонд нагнетательных скважин, ед.	2	3	3	3	3
33	в т.ч. действующих, ед.	2	3	3	3	3
34	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	9,3	14,3	14,3	11,2	12,9
35	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	166,4	270,0	287,4	302,8	361,2
36	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	12,8	11,3	0,0
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	277,6	397,5	0,0
38	Средняя премистость, м³/сут	540,4	599,3	612,4	622,1	660,6
39	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	4,9-16,2	1,59-15,9	4,9-16,3	1,59-15,10	4,9-16,4
40	Среднее пластовое давление, МПа	18,0	19,9	21,8	23,7	25,6
41	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,82	0,95	0,98	0,98	0,91
42	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,94	0,95	0,98	0,98	0,91
43	Коэффициент использования нагнетательных скв, д.ед.	0,98	0,95	0,99	0,74	0,70
44	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв., д.ед.	0,98	0,95	0,99	0,74	0,70
45	Коэффициент извлечения нефти, %	44,2	44,9	45,7	46,2	46,8
46	Газовый фактор, м³/т	319,7	313,7	332,0	516,9	451,4
47	Отбор от извлекаемых запасов, %	83,2	84,6	85,9	87,0	88,2

Таблица 3.2.19 - Динамика основных показателей разработки по объекту VII

№№ п/п.	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>11</i>
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
6	в т.ч.: мехспособом	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-
12	в т.ч.: переходящих скважин	-	-	-	-	-
13	новых скважин	-	-	-	-	-
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Добыча газа, млн. м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
18	Накопленная добыча газа, млн. м³	3,575	3,575	3,575	3,575	3,575
19	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
20	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0
21	из другого объекта	0	0	0	0	0
22	из консервации	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
25	в т.ч. действующих, ед.	0	0	0	0	0
26	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	-	-	-	-	-
27	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	-	-	-	-	-
28	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	-	-	-	-	-
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	-	-	-	-	-
30	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	-	-	-	-	-
31	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-
32	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	Текущий КИН, %	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
35	Газовый фактор, м³/т	0	0	0	0	0
36	Выработка запасов нефти, %	73,0	73,0	73,0	73,0	73,0

Таблица 3.2.20 - Динамика основных показателей разработки по объекту VIII

№№ п/п.	Показатели	2021	2022	2023	2024	2025
1	2	3	4	5	6	7
1	Годовая добыча нефти, всего тыс.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	мехспособом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Накопленная добыча нефти, тыс.т.	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
6	в т.ч.: мехспособом	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
7	Годовая добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	в т.ч.: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
11	Обводненность среднегодовая (по весу), %	-	-	-	-	-
12	в т.ч.: переходящих скважин	-	-	-	-	-
13	новых скважин	-	-	-	-	-
14	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
15	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	Добыча растворенного газа, млн. м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
18	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м³	2,279	2,279	2,279	2,279	2,279
19	Ввод добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
20	в т.ч. из бурения	0	0	0	0	0
21	из другого объекта	0	0	0	0	0
22	из консервации	0	0	0	0	0
23	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
24	Фонд добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0
25	в т.ч. действующих, ед.	0	0	0	0	0
26	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	-	-	-	-	-
27	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	-	-	-	-	-
28	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	-	-	-	-	-
29	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	-	-	-	-	-
30	Давление на забоях добыв. скв. (диапазон), МПа	-	-	-	-	-
31	Среднее пластовое давление, МПа	-	-	-	-	-
32	Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	Коэффициенты эксплуатации скважин, д.ед.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	Текущий КИН, %	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
35	Газовый фактор, м³/т	-	-	-	-	-
36	Выработка запасов нефти, %	81,2	81,2	81,2	81,2	81,2

Характеристика закачки рабочего агента

В ДПР-2024г, утвержденном в 2024г, планировалось отключение трех нагнетательных скважин №№65, 210, 216 на I объекте.

Закачка воды ведется на I, II, III, V и VI объектах. На I объекте закачка ведется в 7 нагнетательных скважин (№№26, 28, 66, 97, 106, 210, 216), скважина №65 ликвидирована, на II объекте организована система ППД путем перевода скважины №405 под закачку в июле 2021г, на III объекте произведен перевод скважины №79, скважина №201 ликвидирована, скважина №5 переведена с VI объекта в декабре 2022г, в 2021г на V объекте организована система ППД, произведен перевод под закачку скважин №№34,83.

Закачка пластовой воды с целью поддержания пластового давления начата с ноября 2008г через скважину №84 в пласты горизонта Ю-II. В течение 2009г в эксплуатацию также переведены из числа добывающих 3 скважины – №№26, 28 на горизонты М-II-3 и М-II-4 совместно, №86 – на Ю-II. В 2011г скважина №97 из бурения введена в эксплуатацию на горизонты М-II-3 и М-II-4 совместно и скважина №44 переводом из добывающего фонда на горизонт Ю-II. В 2012г в эксплуатацию введена одна нагнетательная скважин из бурения №81 на горизонт Ю-0-1. Таким образом, ранее закачка воды осуществляется на объектах I, III и VI.

23 июня 2014 году на I объекте сформирован опытный участок по закачке полимерного раствора в нагнетательные скважины №№26, 106. 20 июля 2016 года закачка полимерного раствора была начата через скважину №28, 3 сентября 2016 года также под закачку полимерного раствора была переведена добывающая скважина №66. Таким образом к сентябрю 2016 года опытный участок по закачке полимерного раствора был расширен до 4 нагнетательных скважин и охватывал весь I объект разработки. По экономическим причинам закачка полимерного раствора была остановлена с 1 января 2020г.

В 2018г закачка составила 1371,4 тыс.м³, средняя приемистость – 385,7 м³/сут. Объем закаченного полимерного раствора составил – 215,3 тыс.м³, объем закаченной воды – 1156,1 тыс.м³ соответственно. Нагнетательный фонд составил 14 ед., из них действующие на конец года – 10 ед.

В 2019г закачка составила 1506,4 тыс.м³, средняя приемистость – 416,9 м³/сут. Объем закаченного полимерного раствора составил – 213,5 тыс.м³, объем закаченной воды – 1292,9 тыс.м³ соответственно. Нагнетательный фонд составил 14 ед., из них действующие на конец года – 10 ед.

По экономическим показателям полимерное заводнение с 2020г было остановлено. Приемистости нагнетательных скважин, №№26, 28, 66, 106, в которые закачивался

полимерный раствор, остались на уровне 2019г.

В 2020г было закачено 1160,5 тыс.м³, средняя приемистость – 332,2 м³/сут. Нагнетательный фонд составил 14 ед., из них действующие на конец года – 10 ед.

В 2021г было закачено 1120,3 тыс.м³, средняя приемистость – 285,1 м³/сут. Нагнетательный фонд скважин увеличился на 3 ед и составил 17 ед., из них действующие на конец года – 14 ед.

В 2022г было закачено 1295,3 тыс.м³, средняя приемистость – 261,4 м³/сут. Нагнетательный фонд скважин остался на уровне 2021г и составил 17 ед., из них действующие на конец года – 16 ед.

На 01.01.2023г в целом по месторождению в нагнетательном фонде скважин числятся 17 скважин, из которых на I объекте скважины №№26, 28, 65, 66, 97, 106, 210, 216, на II объекте -№405, на III объекте – скважины №5, 79, 81, на V объекте – №№34, 83, на VI объекте – скважины №№ 44, 84, 86. Действующий фонд нагнетательных скважин оставляет – 16 ед., 7 скважин на I объекте, 1 скважина - II объекте, 3 скважины на III объекте, 2 скважины на V объекте и 3 скважины на VI объекте. Накопленная закачка рабочего агента составила 14263,3 тыс.м³, из них закачка полимерного раствора – 964,8 тыс.м³.

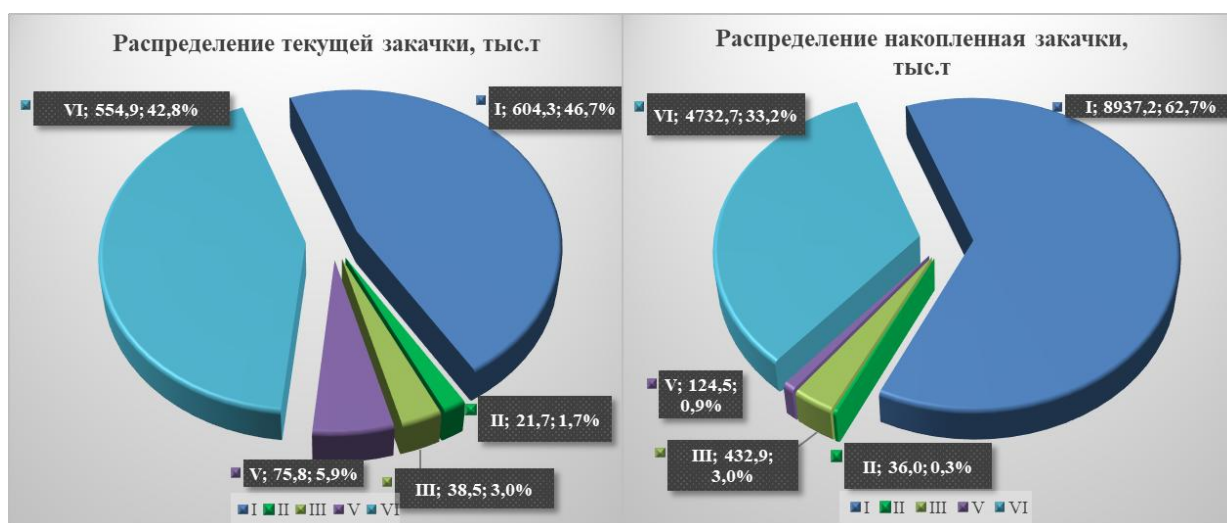


Рис. 3.2.12 – Распределение накопленной на 01.01.2023г и текущей закачки воды за 2022г по объектам

Ниже приводится характеристика закачки отдельно по эксплуатационным объектам.

I объект

На дату составления данного отчета в нагнетательном фонде находятся 8 скважин, скважина №65 находится в бездействии. В нагнетательные скважины №№65, 210, 216 ведется непродуктивная закачка. Данные скважины находятся на значительном

расстоянии от контура нефтеносности, также разделены выходом фундамента, поэтому влияние закачки на соседние скважины определить сложно. Фактически можно предположить, что через данные скважины идет утилизации попутно-добываемой воды. В описание годового и накопленного объема закачки рабочего агента, учитывается объем закачки во все нагнетательные скважины (с учетом скважин №№65, 210, 216), но компенсация рассчитана, как отношение суммарного объема закачки пяти нагнетательных скважин №№26, 28, 66, 97, 106 к добыче жидкости по основному участку (без учета добычи жидкости района скв.№8, скв.№22, скв.№69).

В 2018г объем закачки рабочего агента составил 984,9 тыс.м³, из них полимерного раствора – 215,3 тыс.м³. Средняя приемистость агента составила 366,3 м³/сут, по воде – 617,7 м³/сут; по полимеру – 149,2 м³/сут. Годовая компенсация составила 101,4%. Фонд нагнетательных скважин на конец года составил 8 ед., действующие – 7 ед.

В 2019г объем закачки рабочего агента составил 997,0 тыс.м³, из них полимерного раствора – 213,5 тыс.м³. Средняя приемистость агента составила 395,0 м³/сут, по воде – 722,8 м³/сут; по полимеру – 148,3 м³/сут. Годовая компенсация составила 106,7%. Фонд нагнетательных скважин на конец года составил 8 ед., действующие – 7 ед.

В 2020г закачка воды составила 699,0 тыс.м³, средняя приемистость составила 286,5 м³/сут. Годовая компенсация составила 93,2%.

В 2021г закачка воды составила 632,7 тыс.м³, средняя приемистость составила 268,7м³/сут. Годовая компенсация составила 93,9%.

В 2022г закачка воды составила 604,3 тыс.м³, средняя приемистость составила 255,7м³/сут. Годовая компенсация составила 86,3%.

На 01.01.2023г накопленный объем закачки агента составил 8937,2 тыс.м³, из них воды – 7972,4 тыс.м³, полимерного раствора – 964,8 тыс.м³. Накопленная компенсация составила 112,3%.

В районе нагнетательных скважины №№26, 106 расположены добывающие скважины №№49, 62, 70, 71, 93, 96, 107, 209. Все указанные добывающие скважины на дату составления отчета характеризуются обводненностью на уровне 90% и выше. На рисунке 3.2.10 приводится зависимость объема закачки в скважины №№26, 106 от ежемесячной добычи выше представленных реагирующих скважин. Как видно из данного рисунка, с начала закачки на данном участке, с ноября 2009г, обводненность продукции растет быстрым темпом, с 50,3% (октябрь 2009г) до 90,3% (июнь 2014г), начиная с июля 2014г наблюдается стабилизация роста обводненности и добычи нефти, так обводненность за 8,5 года увеличилась с 90,3% (июнь 2014г) увеличилась до 95,3% (декабрь 2020г). Возможное влияние на стабилизацию обводненности и добычу нефти

оказала, как оптимизация работы добывающих скважин, так и оптимизация системы ППД, в виде перехода на закачку полимерного раствора.

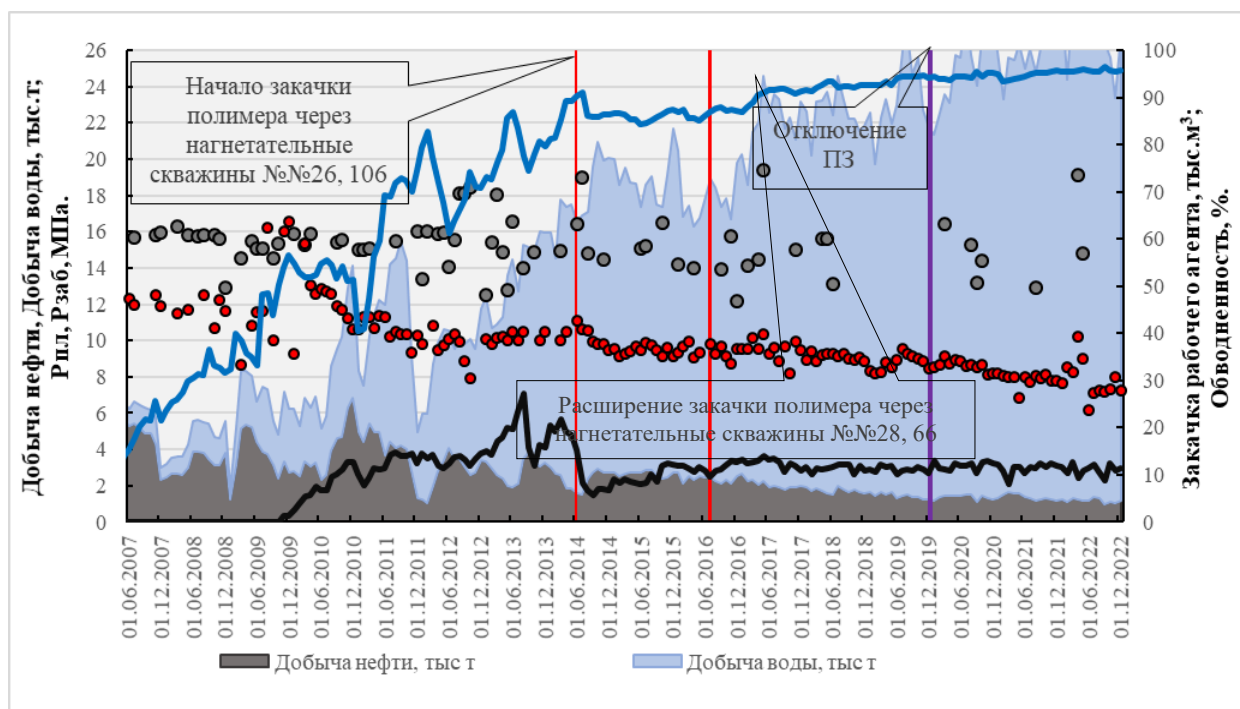


Рис. 3.2.13 - Зависимость объема добычи нефти, жидкости и обводненности от закачки в районе нагнетательных скважин №№26, 106

В районе нагнетательных скважины №№28, 66 расположены добывающие скважины №№68, 94, 98, 101, 103, 105, 215. Скважины на дату составления отчета характеризуются обводненностью на уровне 90% и выше. На рисунке 3.2.11 приводится зависимость объема закачки в скважины №№28, 66 от ежемесячной добычи выше представленных реагирующих скважин. Как видно из данного рисунка, с начала закачки на данном участке, с ноября 2009г, обводненность продукции растет быстрым темпом, с 17,0% (октябрь 2009г) до 86,9% (июль 2014г). В период с августа 2014г по февраль 2016г закачка в районе данных скважин не проводилась, при этом динамика обводненности и добычи нефти стабильна. С июля 2016г была начата закачка полимерного раствора, значительных скачков в динамике обводненности и добыче нефти не наблюдается. В целом из рисунка 3.2.11 можно увидеть сокращение темпа роста обводненности и падения добычи нефти, начиная с июля 2014г. Возможное влияние на стабилизацию обводненности и добычу нефти оказала, как оптимизация работы добывающих скважин, так и оптимизация системы ППД, в виде перехода на закачку полимерного раствора.

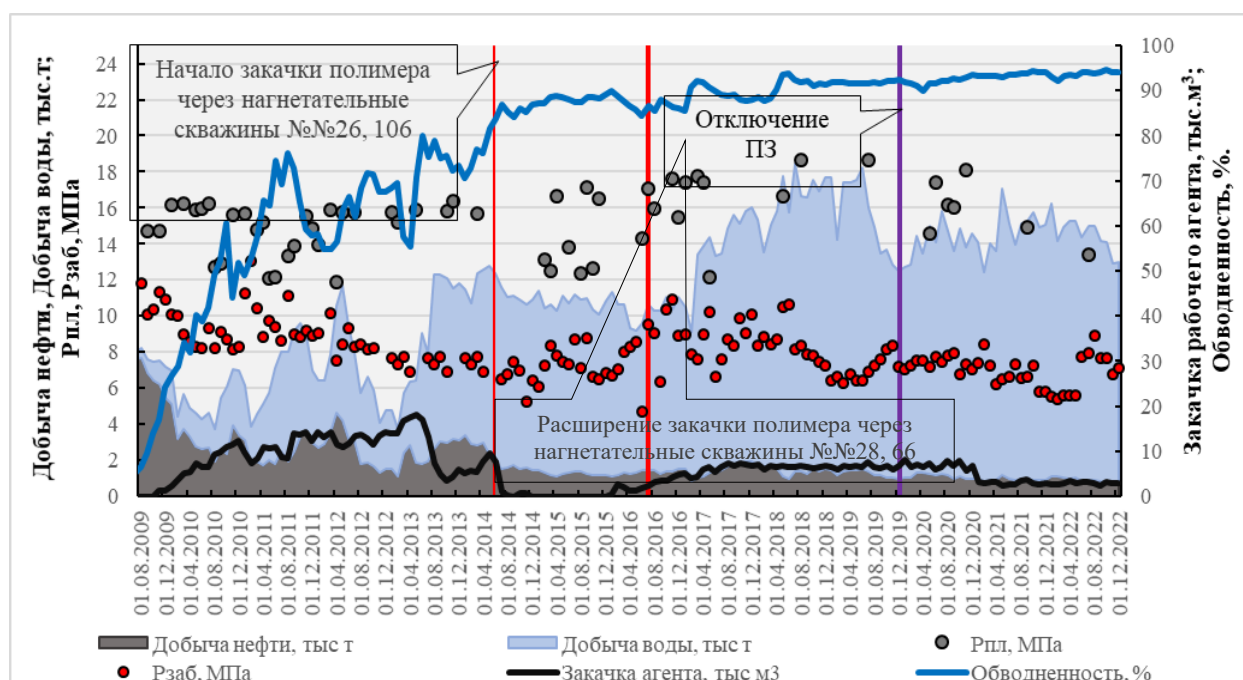


Рис. 3.2.14 - Зависимость объема добычи нефти, жидкости и обводненности от закачки в районе нагнетательных скважин №28, 66

В 2013 году с целью определения влияния закачки воды и распределения гидродинамических потоков в пласте по I объекту разработки было закачано 75 кг флуоресцеина растворенного в воде объемом 27 м³ через нагнетательную скважину №26. В качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 14 добывающих скважин (скв. №№49, 53, 62, 70, 71, 91, 93, 96, 98, 101, 105, 107, 125, 140), по которым был запланирован отбор проб.

Выход индикатора был зафиксирован по 10 скважинам: №№49, 53, 62, 70, 71, 93, 96, 98, 105, 107. Режим закачки химреагентов в нагнетательную скважину №26 представлен в таблице 3.2.21.

Таблица 3.2.21 - Режим закачки химреагентов в нагнетательную скважину №26

№ нагнетательной скважины	Дата и время закачки	Индикатор	Концентрация индикатора при закачке, кг/м ³	Объем закачки, м ³	Начальное давление, атм	Давление нагнетания, атм
26	23.11.2012	Флуорес- цеин	2,8	27	62-64	70-75
	09 ³⁰ -12 ⁴⁵					
	Скважина открыта – 13 ²⁴					

Для количественной оценки гидродинамической связи между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами по результатам трассерных исследований определены следующие параметры: скорость перемещения меченых жидкостей по

каналам высокой проводимости, проницаемость промытых каналов, распределение скважин по массе и объёму вынесенного трассера, определены суммарный объём каналов, связывающих скважины. Результаты обработки индикаторных исследований приведены в таблице 3.2.22.

Таблица 3.2.22 - Результаты обработки индикаторных исследований

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объём канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	742	742.00	362.56	492.00	23.68
53	2679	824.31	2008.23	1599.00	21.32
62	1291	2369.36	2031.84	478.33	13.23
70	2228	3762.84	4386.41	314.33	5.23
71	632	90.29	18.71	3444.00	178.67
93	885	625.91	302.25	724.33	27.28
96	1924	1489.55	1574.98	635.50	10.49
98	3669	12579.43	21497.85	143.50	1.19
105	2324	4290.46	5289.42	266.50	4.25
107	790	126.89	66.01	3073.69	127.57

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения средневзвешенных по объёму скоростей и проницаемости (рис. 3.2.15-16). На рис. 3.2.17 показана схема расположения скважин с нанесёнными суммарными толщинами каналов.

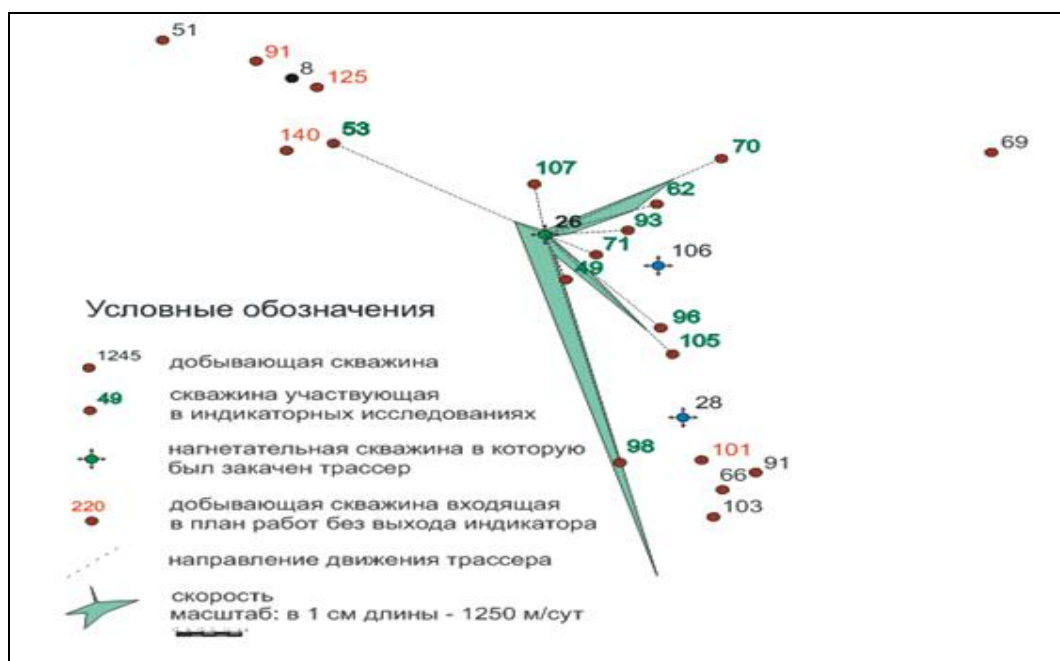


Рис. 3.2.15 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объёму скоростей, участок нагнетательной скважины №26

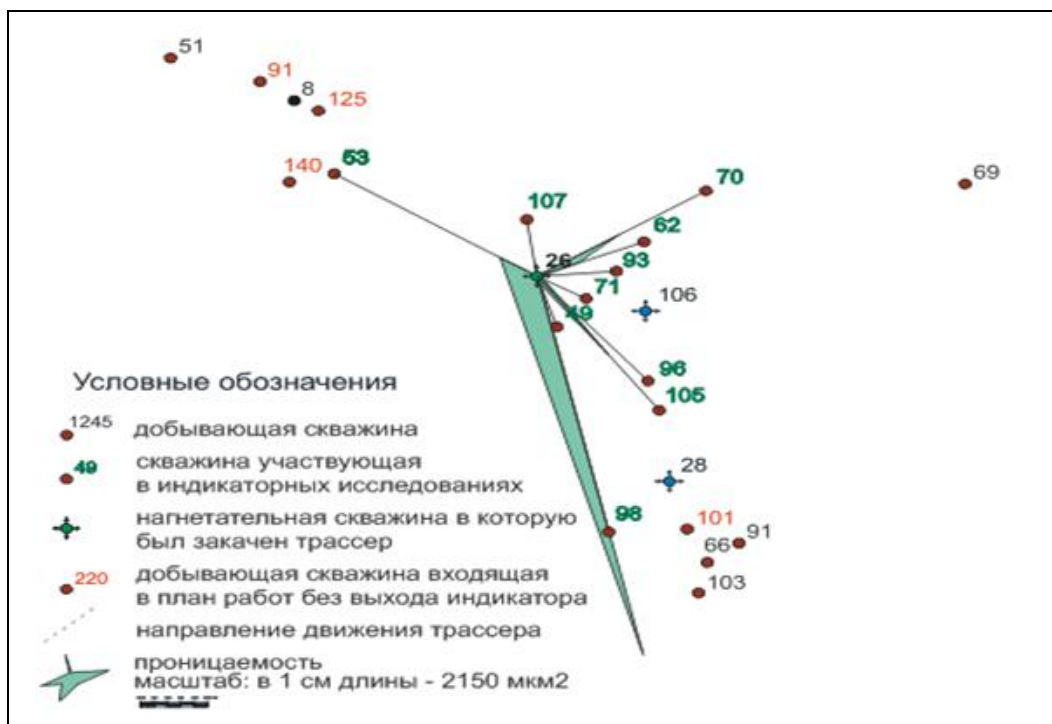


Рис. 3.2.16 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины №26

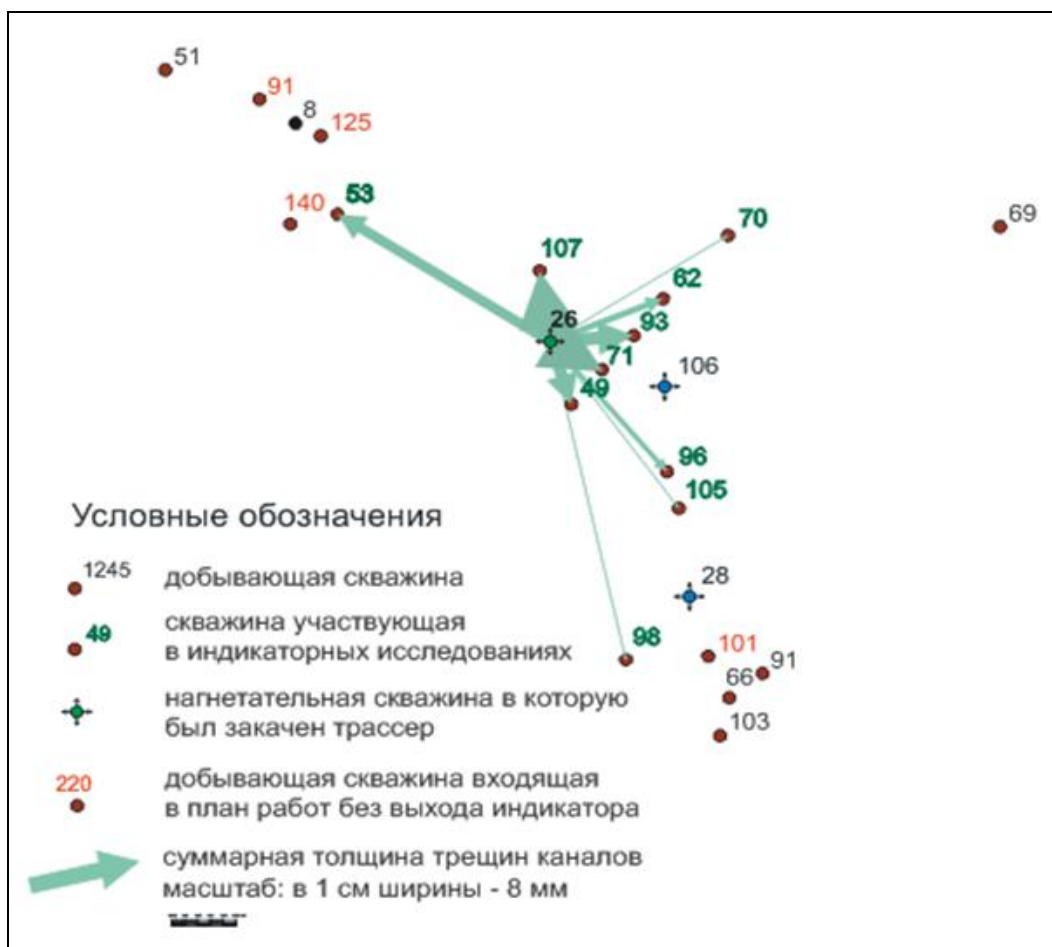


Рис. 3.2.17 - Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скв. №26

Проведённые трассерные исследования с последующей интерпретацией данных показали неравномерность перераспределения закачиваемой в пласт воды, наличие промытых каналов, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением.

Далее через нагнетательную скважину №106 было закачено 775 кг гексацианоферрата, растворенного в воде объемом 16 м³. В качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 17 добывающих скважин (скв. №№49, 62, 66, 70, 71, 91, 93, 94, 96, 98, 101, 103, 105, 107, 125, 209, 215), по которым был запланирован отбор проб.

Выход индикатора был зафиксирован по 14 скважинам (скв. №№49, 62, 66, 70, 71, 91, 93, 94, 96, 98, 101, 103, 105, 125, 209, 215). По добывающей скважине №66 по отобраным пробам выявлена низкая обводненность продукции, в связи с чем определение концентрации индикатора не предоставляется возможным. По скважине №105 в период с 30.09.2013 по 02.10.2013г и с 04.10.2013 по 11.10.2013г наблюдаются газопроявления. Добывающая скважина №107 в период проведения трассерных исследований находилась в бездействии. Режим закачки представлен в таблице 3.2.23.

Таблица 3.2.23 - Режим закачки химреагентов в нагнетательную скважину №106

№ нагнет. скв.	Дата проведения работ	Время начала закачки	Время пуска скв. в работу	Наименование химреагента	Общий расход хим-реагента, кг	Объем закачки, м ³	Давление закачки, атм
106	30.09.2013 г	9:45	14:33	гексациано-феррат	775	16	70

Для количественной оценки гидродинамической связи между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами по результатам трассерных исследований определены следующие параметры: скорость перемещения меченых жидкостей по каналам высокой проводимости, проницаемость промытых каналов, распределение скважин по массе и объёму вынесенного трассера, определены суммарный объём каналов, связывающих скважины.

Результаты обработки индикаторных исследований приведены в таблице 3.2.24.

Таблица 3.2.24 - Результаты обработки индикаторных исследований

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объем канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	1042	428	121	63	4.6
62	941	1077	213	127	11.7
70	1767	1648	701	17	1.1
71	700	438	94	37	4.2
91	5376	3270	5774	16	0.36
93	638	608	105	30	3.7
94	3418	2477	1636	0.1	0
96	1002	609	167	26	1.9
98	3145	3115	2360	5	0.2
101	3098	1473	1219	39	1.2
103	4007	4438	4083	10	0.2
125	4600	3271	5149	12	0.3

209	1510	1149	537	33	2.2
215	4641	3321	7049	3	0.1

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения средневзвешенных по объему скоростей и проницаемости (рисунки 3.2.18 – 3.2.20).

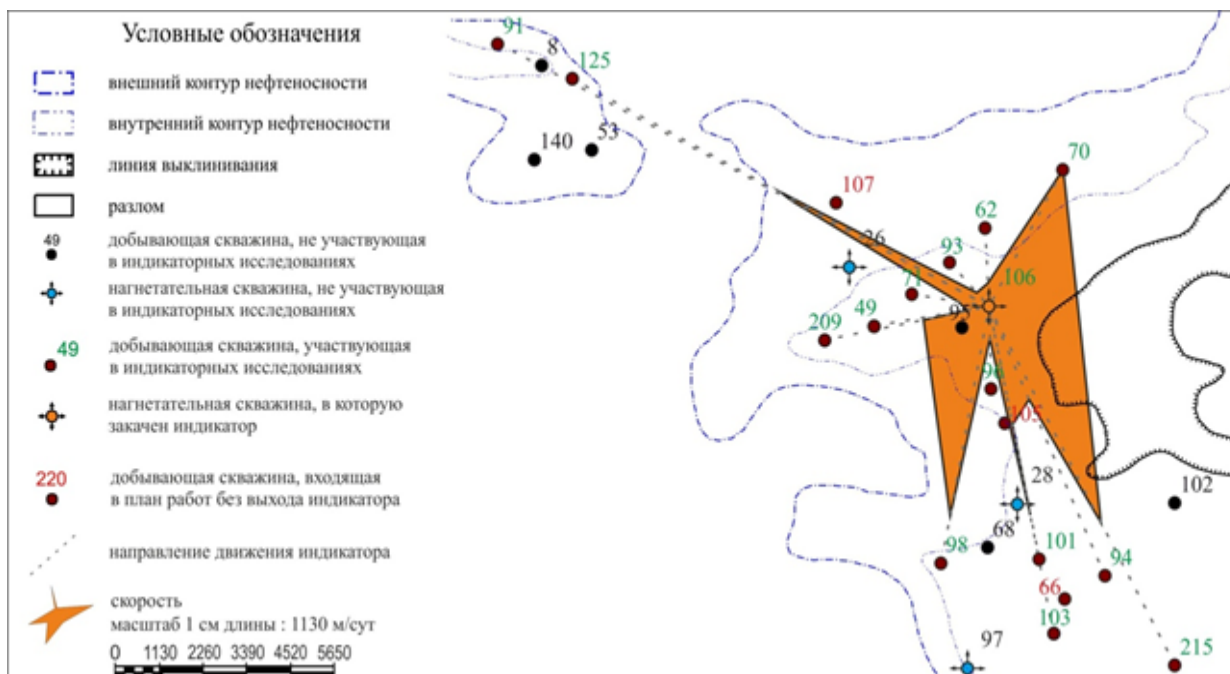


Рис. 3.2.18 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей, участок нагнетательной скважины №106

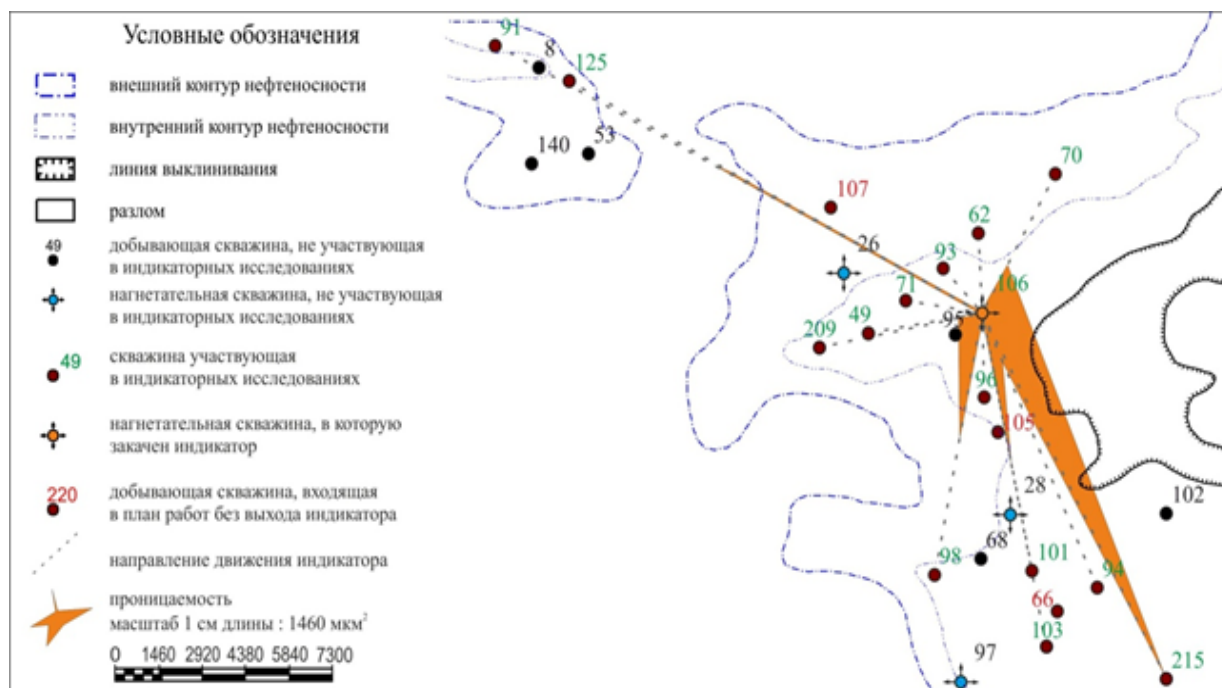
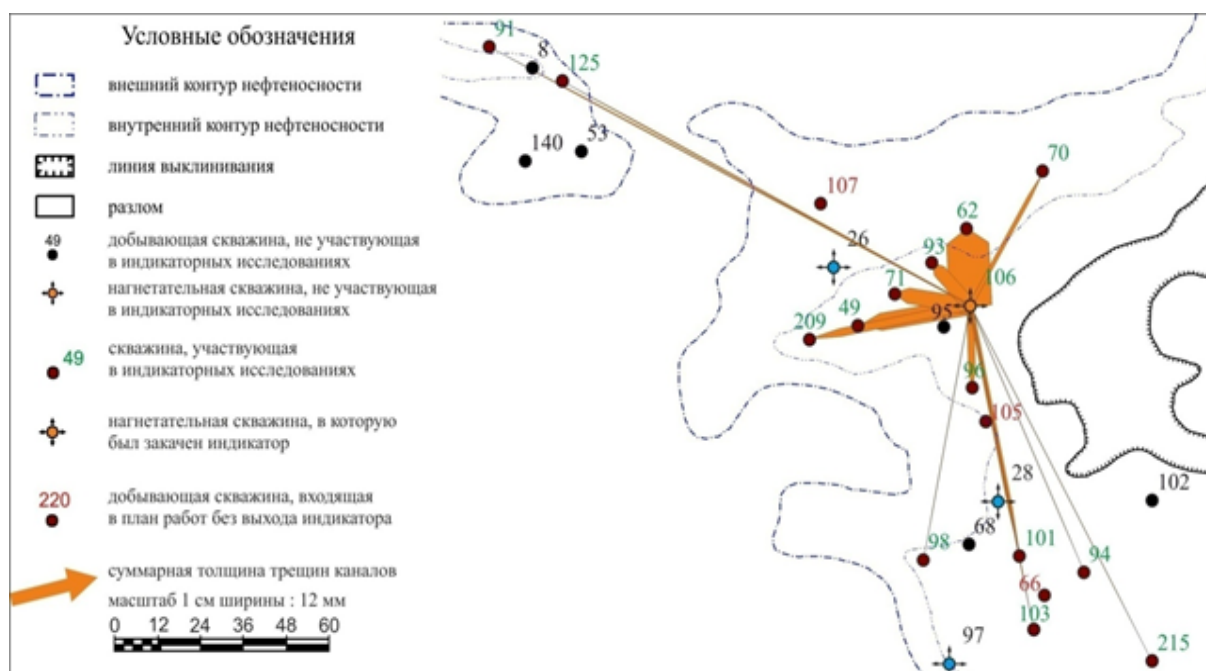


Рис. 3.2.19 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей, участок нагнетательной скважины №106



В 2016 году трассерные исследования были проведены в нагнетательных скважинах №28, 97. В качестве контрольных добывающих скважин для обоих участков выбрано 13 скважин: №№49, 62, 71, 93, 94, 96, 98, 101, 103, 105, 209, 215, 403. По результатам проведенных лабораторных исследований выход реагента отмечается по всем участвующим в исследовании скважинам.

Для условий месторождения Нуралы в качестве трассеров были выбраны следующие химические реагенты: динатрий фосфат и флуоресцеин натрия. Режим закачки представлен в таблице 3.2.25.

Таблица 3.2.25 - Режим закачки химреагентов в нагнетательные скважины №28, 97

№ нагнет. скв.	Дата проведения работ	Время начала закачки	Время пуска скв. в работу	Наимено- вание хим-реагента	Общий расход хим- реагента, кг	Объем закачки, м ³	Давление закачки, бар
28	05.09.2016г.	16:00	20:00	Флуоресцеин натрия	75	26	100
97	06.09.2016г.	16:00	19:00	Динатрий фосфат	1350	8	75

В таблице 3.2.26 представлены результаты обработки индикаторных исследований в нагнетательной скважине №28.

Таблица 3.2.25 - Результаты обработки индикаторных исследований скважины №28

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Кол-во каналов, шт	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объем канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	2480	9	1255	19656	17.41	0.70
62	3351	5	2004	30687	3.74	0.13
71	2720	6	1554	24723	6.34	0.25
93	2990	9	1419	23283	10.14	0.36
94	1155	9	843	4267	2.07	0.28
96	1417	10	1176	9706	15.70	1.10
98	986	7	933	3848	0.25	0.04
101	689	7	394	1591	13.75	2.56
103	1600	8	865	7145	8.54	0.62
105	998	7	590	3231	0.56	0.06
209	2619	7	2247	36057	7.46	0.40
215	2402	9	1265	17000	8.40	0.45
403	1521	5	1870	11648	0.34	0.03

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения средневзвешенных по объему скоростей и проницаемости (рисунки 3.2.21-23).

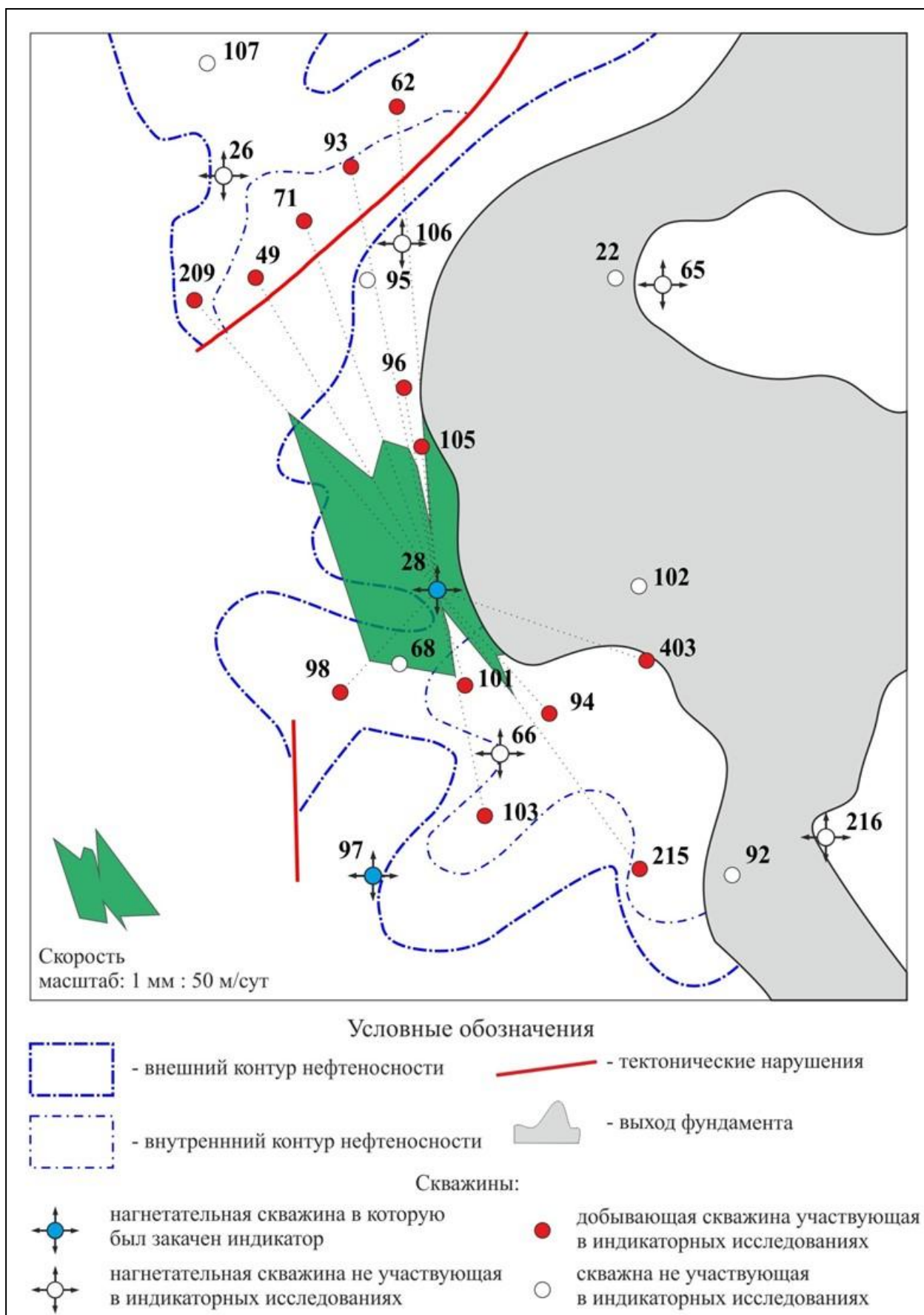


Рис. 3.2.21 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей на участке скважины 28

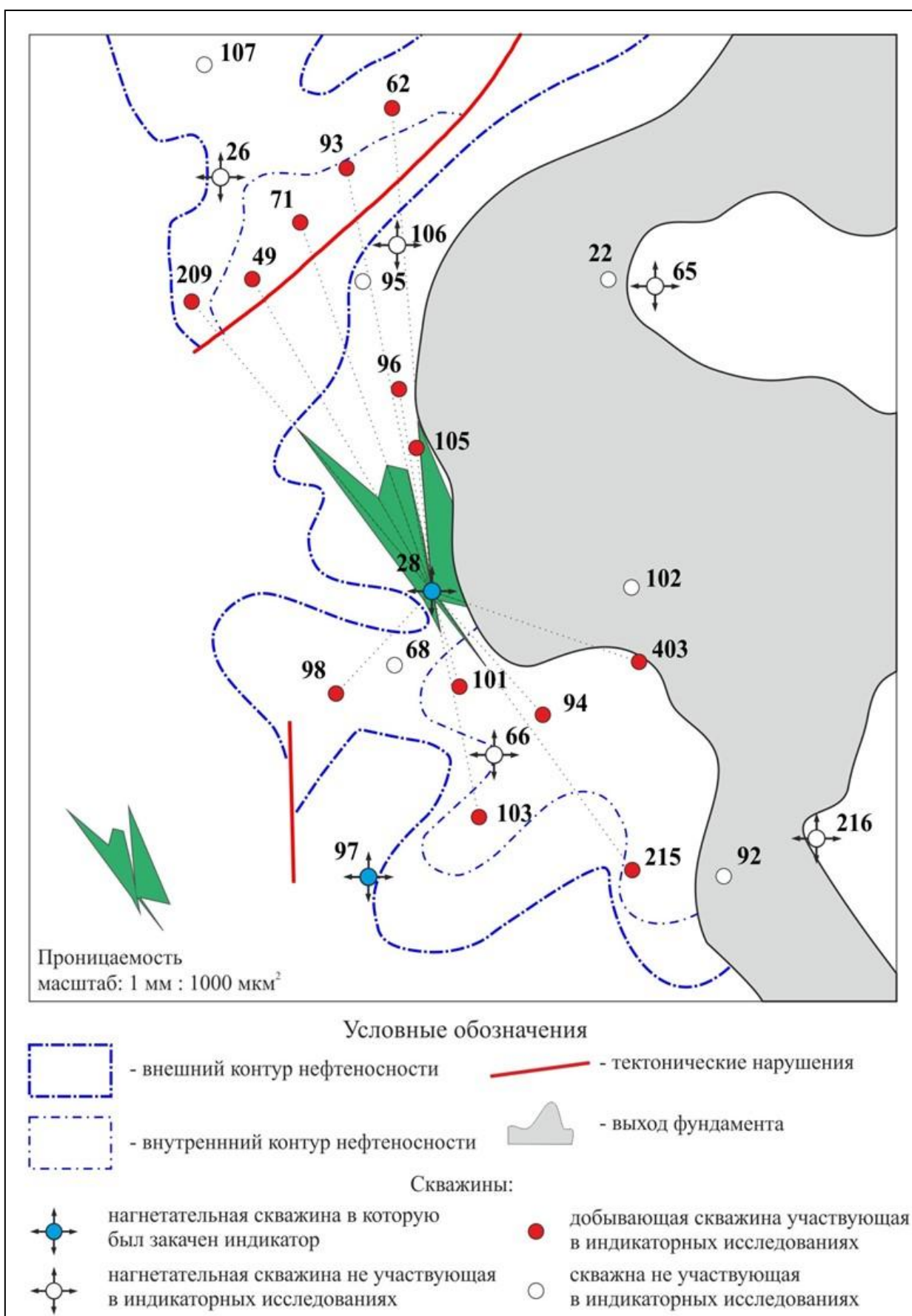


Рис. 3.2.22 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 28

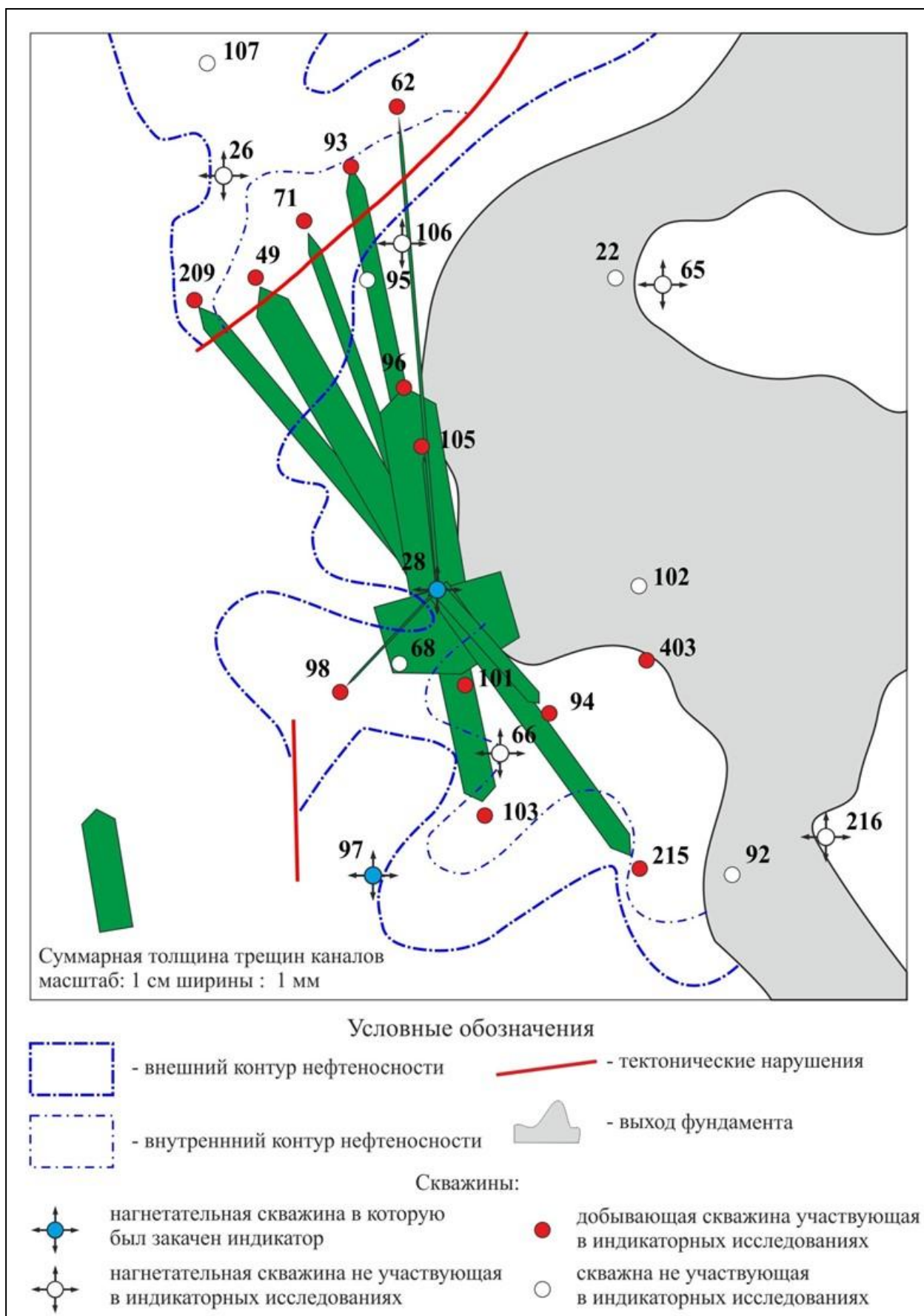


Рис. 3.2.23 - Схема распределения суммарных толщин каналов на участке скважины 28

В таблице 3.2.27 представлены результаты обработки индикаторных исследований в нагнетательной скважине №97

Таблица 3.2.27 - Результаты обработки индикаторных исследований скважины №97

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Кол-во каналов, шт	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объем канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	4223	13	2430	3098	689.9	13.8
62	5312	15	1583	1835	324.5	6.0
71	4560	13	1420	1810	588.4	11.6
93	4916	12	1417	1827	672.6	12.3
94	1653	10	402	139	103.9	7.7
96	3376	15	1847	1735	548.4	13.7
98	1274	13	768	196	21.0	2.0
101	1452	14	441	179	1823.7	130.5
103	873	13	546	118	538.9	59.5
105	2990	10	1027	804	21.5	0.6
209	4151	10	1297	1575	616.6	16.7
215	1832	14	960	470	547.1	31.0
403	2409	11	506	239	75.4	3.8

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределения средневзвешенных по объему скоростей и проницаемости (рисунки 3.2.24–26).

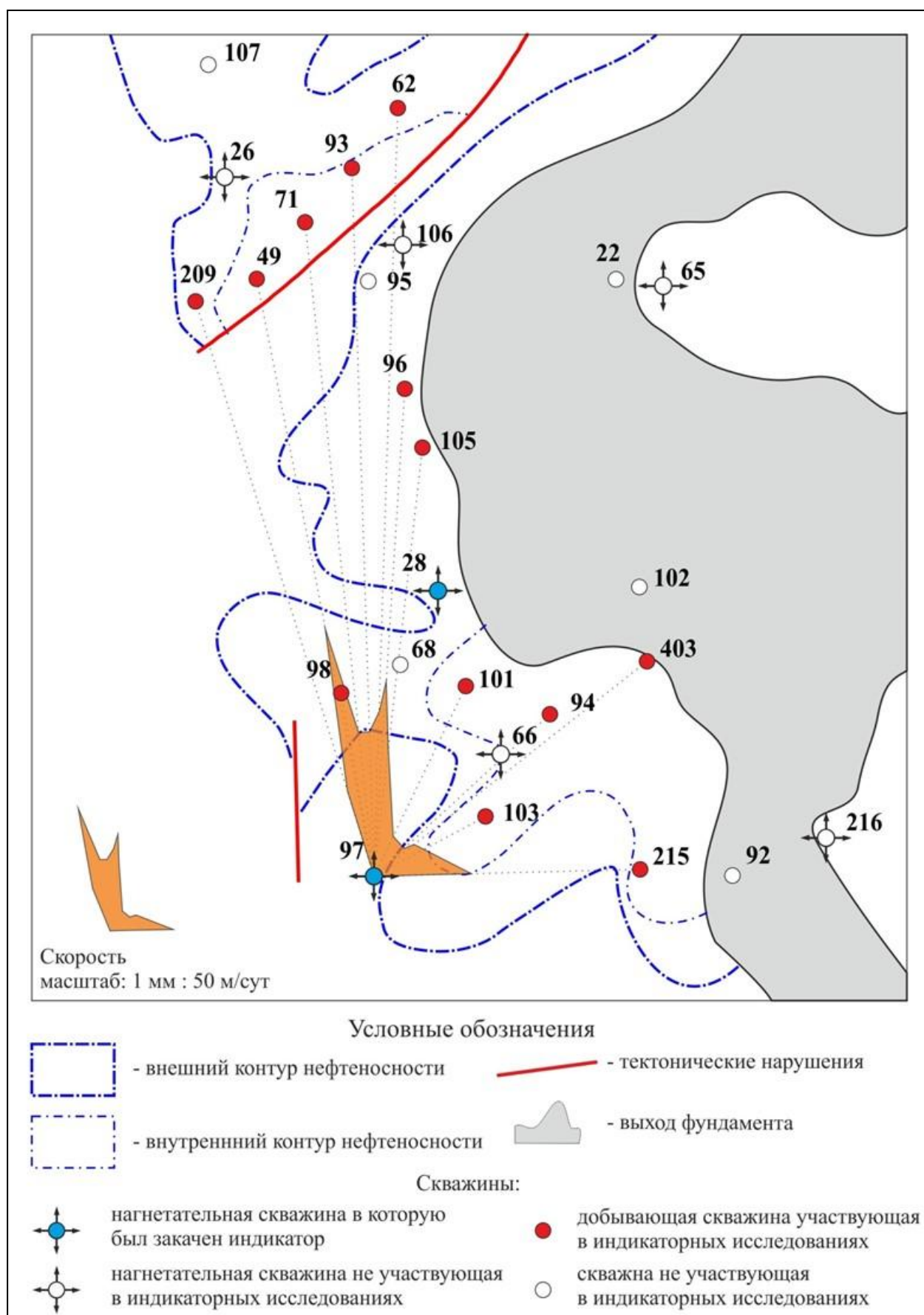


Рис. 3.2.24 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе скоростей на участке скважины 97

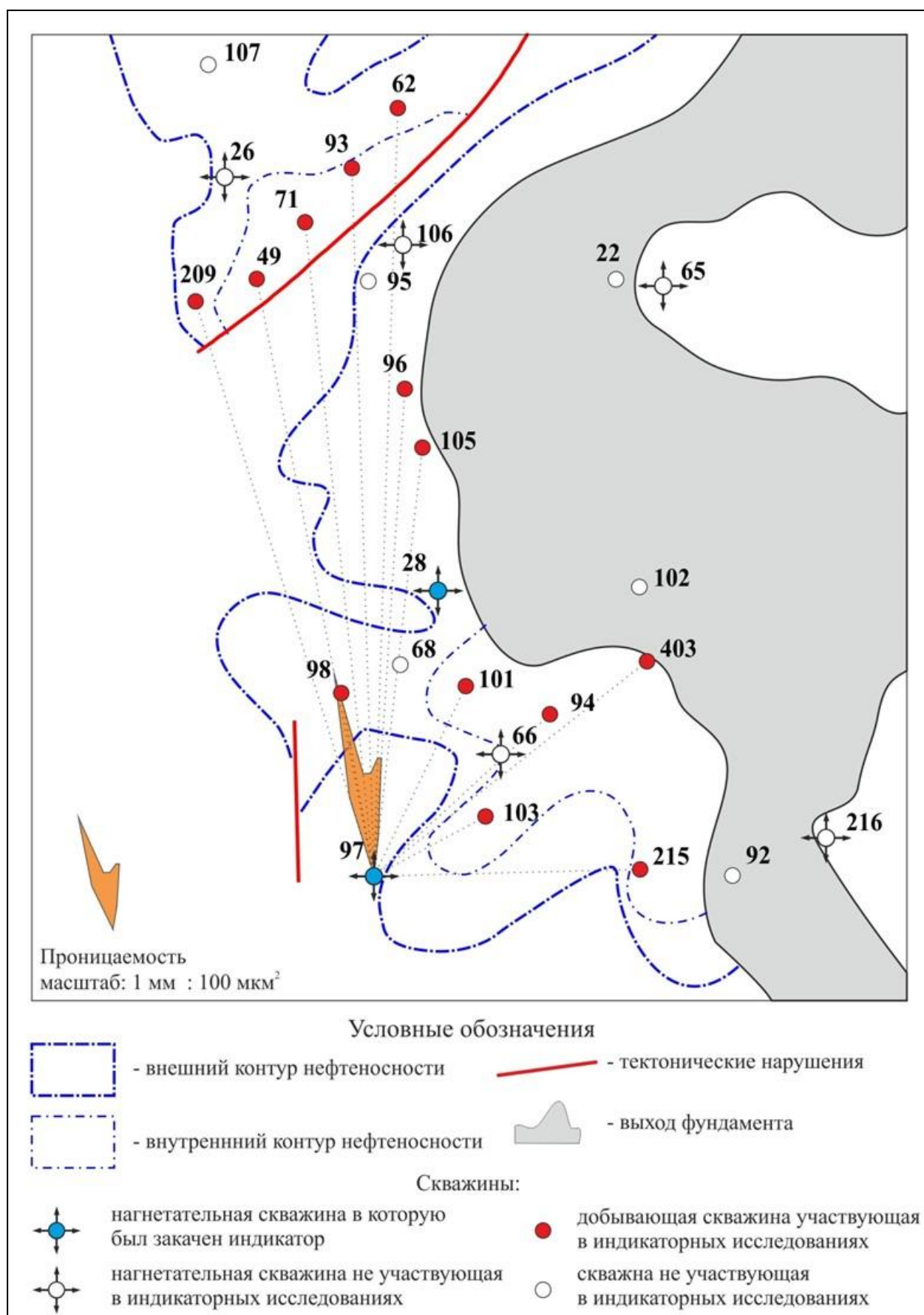


Рис. 3.2.25 - Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по массе проницаемостей на участке скважины 97

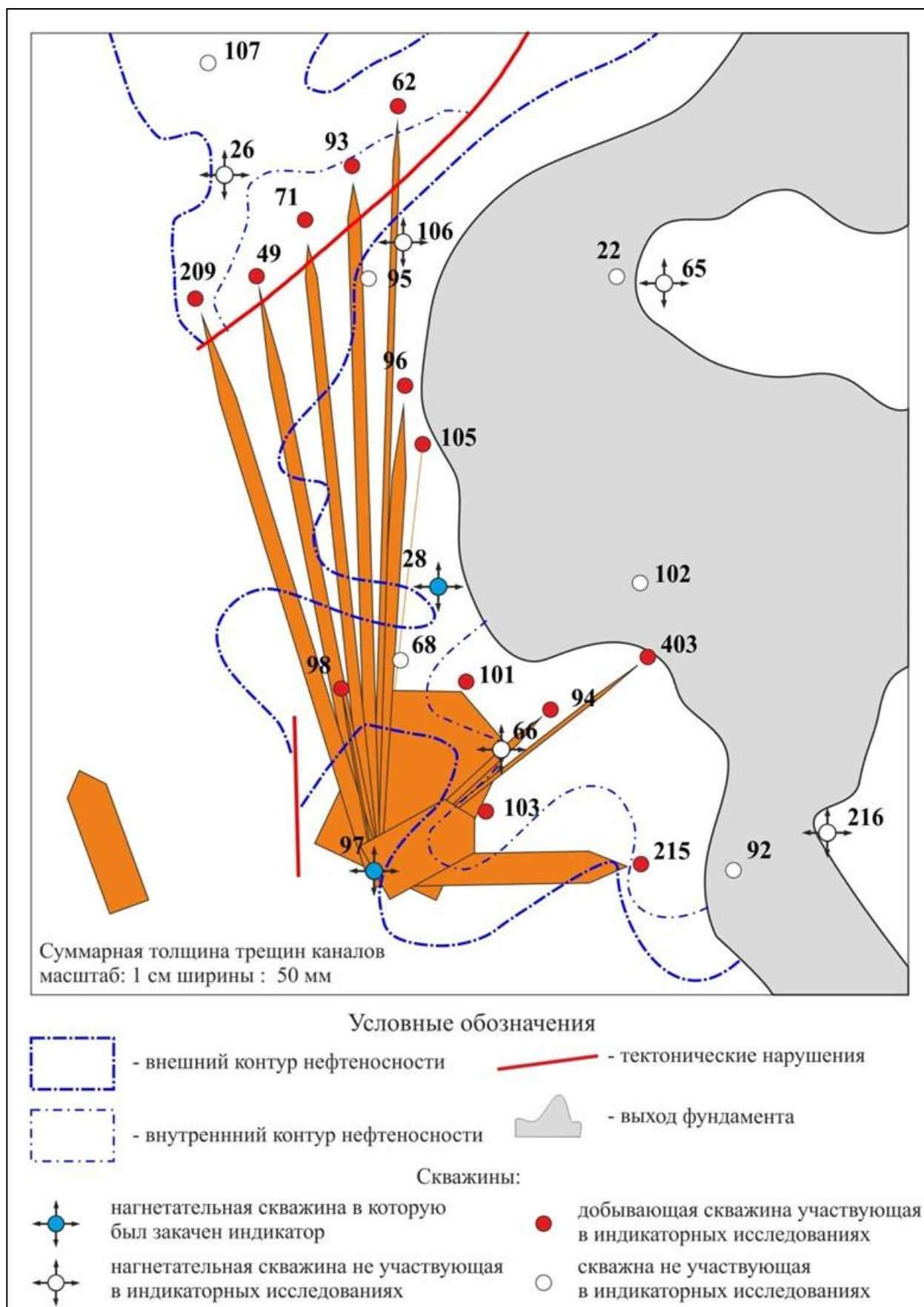


Рис. 3.2.26 – Схема распределения сум-ных толщин каналов на участке скважины 97

Таким образом, трассерные исследования позволили определить гидродинамическую связанность нагнетательных и реагирующих скважин I объекта разработки.

II объект

В 2021г на данном объекте организована система ППД, скважина №405 переведена под закачку в июле 2021г согласно проектным решениям ПР-2021г. На 01.01.2023г в добывающем фонде на данном объекте находятся 2 скважины №№80, 218.

В 2021г закачка воды составила 14,3 тыс.м³ воды, при приемистости – 126,3 м³/сут. Годовая компенсация составила 420,4%.

В 2022г закачка воды составила 21,7 тыс.м³ воды, при приемистости – 60,9 м³/сут. Годовая компенсация составила 595,9%.

На 01.01.2023г накопленная закачка воды по объекту составляет 36,0 тыс.м³, накопленная компенсация отборов 18,2%.

III объект

На дату составления отчета в нагнетательном фонде находятся три скважины №№5, 79, 81, скважина №201 ликвидирована. Скважина №79 переведена под закачку в июле 2021г, скважина №5 переведена с VI объекта в 2022г. В адресной программе ГТМ ПР-2021г планировалось перевести скважину №44 с VI объекта на III объект, перевод не выполнен.

Закачка на данном объекте начата с июня 2012г в скважину №81 в блоке 2 русло 2. В данном русле находятся скважины №№43, 78, 200, 85 (скважина №78 с декабря 2016г в наблюдательном фонде, скважина №200 в апреле 2016г переведена на нижележащий объект 6). Влияние закачки в скважину №81 на добывающие скважины №№43, 78 не выявлено. Динамика закачки и ежемесячной добычи соседних скважин №№85, 200 приведена на рисунке 3.2.27. Из рисунка можно увидеть, отрицательное влиянием закачки воды в скважину №81 на обводненность соседней добывающей скважины №200, которая с ноября 2012г по июнь 2013г возросла с 0,4 до 77,4%. Аналогичная ситуация и по скважине №85, обводненность с 0% увеличилась до 61,1% в течении нескольких месяцев. С августа 2013г по август 2014г нагнетательная скважина №81 находилась в бездействии. С августа 2014г по март 2015г закачка воды была возобновлена, обводненность по скважине №85 увеличилась с 19,2% до 82,6%, закачка была прекращена, скважина №81 с марта 2015г по сентябрь 2018г находилась в бездействии. С момента возобновления закачки с сентября 2018 и на 01.05.2020г, обводненность в скважине №85 увеличилась с 56,4% до 98,1%, в настоящее время скважина находится в консервации.

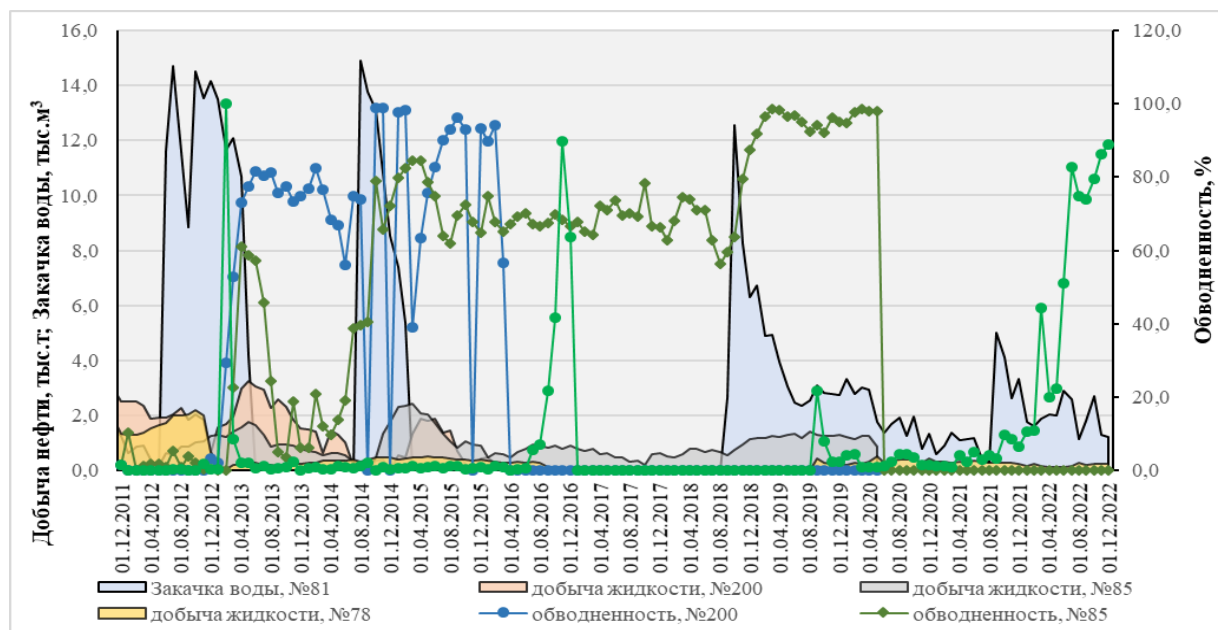


Рис. 3.2.27 - Динамика отборов скважин №№78, 85, 200 и закачки скважины №81

Скважина №201, введенная в эксплуатацию во второй половине 2013г в блок III, по которому не подтверждены запасы категории C_1 , находится в бездействии с сентября 2014г. В 2021г скважина ликвидирована.

В 2018г закачка воды составила 29,8 тыс.м³ воды, при приемистости – 307,1 м³/сут. годовая компенсация составила 65,2%.

В 2019г закачка воды составила 42,4 тыс.м³ воды, при приемистости – 116,5 м³/сут. Годовая компенсация составила 87,7%.

В 2020г закачка воды составила 24,2 тыс.м³ воды, при приемистости – 71,9 м³/сут. Компенсация составила 58,7%.

В 2021г закачка воды составила 37,7 тыс.м³ воды, при приемистости – 78,2 м³/сут. Компенсация составила 122%.

В 2022г закачка воды составила 38,5 тыс.м³ воды, при приемистости – 57,3 м³/сут. Компенсация составила 127,2%.

На 01.01.2023г накопленная закачка воды по объекту составляет 432,9 тыс.м³, накопленная компенсация отборов 44,2%.

V объект

В 2021г на данном объекте организована система ППД путем перевода скважин №№34, 83 в июле 2021г под закачку. На 01.01.2023г в добывающем фонде на данном объекте находятся 3 скважины №№33, 37, 38.

В 2021г закачка воды составила 48,7 тыс.м³ воды, при приемистости – 184,4 м³/сут. Годовая компенсация составила 140,8%.

В 2022г закачка воды составила 75,8 тыс.м³ воды, при приемистости – 119,0 м³/сут.

Годовая компенсация составила 239,1%.

На 01.01.2023г накопленная закачка воды по объекту составляет 124,5 тыс.м³, накопленная компенсация отборов 37,1%.

VI объект

По состоянию на 01.01.2023г в нагнетательном фонде находятся 3 скважины, скважина №5 переведена на III объект в 2022г.

В 2018г закачка составила 356,7 тыс.м³, средняя приемистость – 463,3 м³/сут. Компенсация – 69,9%.

В 2019г закачка составила 466,9 тыс.м³, средняя приемистость – 644,1 м³/сут. Компенсация – 100,6%.

В 2020г закачка составила 437,3 тыс.м³, средняя приемистость – 609,1 м³/сут. Компенсация – 109,3%.

В 2021г закачка составила 386,9 тыс.м³, средняя приемистость – 540,4 м³/сут. Компенсация – 109,1%.

В 2022г закачка составила 554,9 тыс.м³, средняя приемистость – 599,3 м³/сут. Компенсация – 97,2%.

На 01.01.2023г накопленная закачка воды составляет 4732,7 тыс.м³, накопленная компенсация – 70,0%.

Нагнетательная скважина №5 в период 01.06.2001 – 01.09.2012гг была в отработке на нефть, 01.04.2013г с обводненностью 98,5% была переведена под закачку, с начала пуска отработала 432 дня и в связи с отрицательным влиянием (обводнение) на добывающие скважины была отключена 01.06.2015г. Накопленный объем закачанной воды на VI объекте составляет 164,4 тыс.м³. В декабре 2022г переведена на III объект.

Нагнетательная скважина №44 начала эксплуатироваться 01.11.2011г, с начала пуска отработала 793 дня и в связи с отрицательным влиянием (обводнение) на добывающие скважины была отключена 01.07.2014г. Согласно проектным решениям планировалось перевести скважину на III объект, перевод не выполнен, в апреле 2022г была возобновлена закачка воды в данную скважину. Накопленный объем закачанной воды составляет 305,5 тыс.м³. На дату отчета приемистость составляет 123,3 м³/сут.

Нагнетательная скважина №84 начала эксплуатироваться 01.11.2008г. На дату отчета является одной из действующих нагнетательных скважин. С начала эксплуатации по данной скважине было закачено 2383,2 тыс.м³. На дату отчета приемистость составляет 848,1 м³/сут.

Нагнетательная скважина №86 в период 01.06 – 01.09.2008г была в отработке на

нефть, 01.02.2009г перешла в нагнетательный фонд с обводненностью 49,8%. На дату отчета является одной из действующих нагнетательных скважин. С начала эксплуатации по данной скважине было закачано 1879,5 тыс.м³. На дату отчета приемистость составляет 864,4 м³/сут.

Блок II горизонта Ю-II разделен разрывным нарушением f₂ на 2 зоны, основная часть скважин сосредоточена в восточной части. Западная часть разрабатывается лишь двумя скважинами №№46, 409, по которым на дату отчета связь с нагнетательными скважинами не выявлена.

Нагнетательная скважина №84 находится на юге залежи, которая не влияла на ежемесячные показатели эксплуатации скважин №№33, 38 до их перехода на другой объект.

Нагнетательные скважины №№5, 44, 86 расположены в ряд в северо-восточной части залежи. Добывающие скважины расположены на расстоянии в среднем 500 м, все из которых предположительно попадают под влияние нагнетательных скважин.

По соседним добывающим скважинам №№31Д, 37, 41 наблюдались различные значения по темпу отборов и обводнения добываемой продукции (рис.3.2.25). Наибольший отбор произведен по скважине №31Д, однако ее обводненность составляла всего 39%, на момент выбытия скважины №44 в бездействие. При меньшем накопленном отборе по скважине №41 обводненность добываемой продукции достигала значения 81,6% после увеличения объемов закачки в скважину №44 в 2013г. Возможно, более высокий темп отбора способствовал быстрому темпу обводнения. Несмотря на переход этой скважины на верхние интервалы, что можно заметить по скачкообразному снижению обводненности на графике, обводненность все же выше, чем у скважины №31Д. Высокая обводненность по скважине №37 связана с разгерметизацией эксплуатационной колонны в интервале 1890,9-1892м при перфорированном интервале 1842-1845м, 1846-1857м. После изоляционных работ обводненность снизилась на значительный порядок, однако в 2014г обводненность снова увеличилась до 86,6%, а в августе 2015 году скважина №37 полностью обводнилась, после чего была переведена на вышележащий объект. Данные результаты позволяют сделать вывод, что закаченная вода прорывалась по более проницаемым пропласткам в районы скважины №№37, 41.

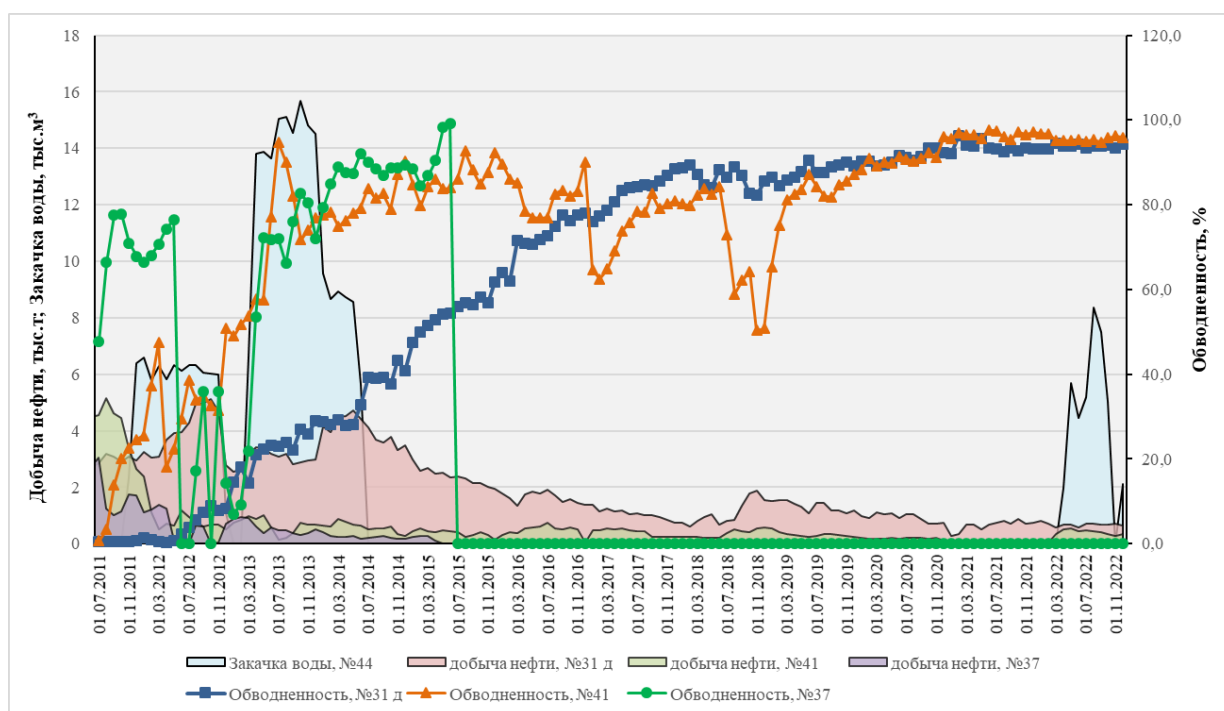


Рис. 3.2.28 - Динамика отборов скважин №31Д, 37, 41 и закачки скважины №44

Нагнетательная скважина №86 расположена в северо-восточной части залежи, в приконтурной зоне. Наиболее близко к данной скважине расположены скважины №№5, 36, 141, из которых скважина №141 в эксплуатацию введена в декабре 2011г. Зависимость закачки и ежемесячной добычи соседних скважин приведена на рисунке 3.2.26. Из графика можно проследить, что рост добычи жидкости по скважине №5 связан с увеличением объема закачки, при этом по данным замеров, забойное давление не изменялось. Но следует отметить, что эффект от закачки был коротким, и продлился до конца 2010г, далее при стабильной закачке воды отмечается снижение жидкости и увеличение обводненности. До начала закачки обводненность добываемой продукции по скважине №5 была порядка 40-45%, однако с увеличением закаченного объема обводненность по этой скважине возросла до 97,5%. Таким образом, можно предположить, что в начальный период закачка воды имела равномерное вытеснение, но в дальнейшем возможно по высокопроницаемым пластам произошел прорыв воды к добывающей скважине, что характерно для данного объекта с хорошей проницаемостью, вследствие чего пришлось уменьшить отборы жидкости. После достижения обводненности добываемой продукции по данной скважине 98,4%, скважина переведена с 2013г в нагнетательный фонд. По скважине №141, которая расположена между скважинами №5 и №86, за 3 месяца работы на этом объекте обводненность продукции увеличилась с 47,5% до 97,5% и скважину перевели на другой объект. По скважине №36 увеличение обводненности так же связано с закачкой в скважину №86, т.к. гидродинамическую связь этих скважин подтвердило исследование методом гидропрослушивания. После прорыва воды скважину так же перевели на другой объект.

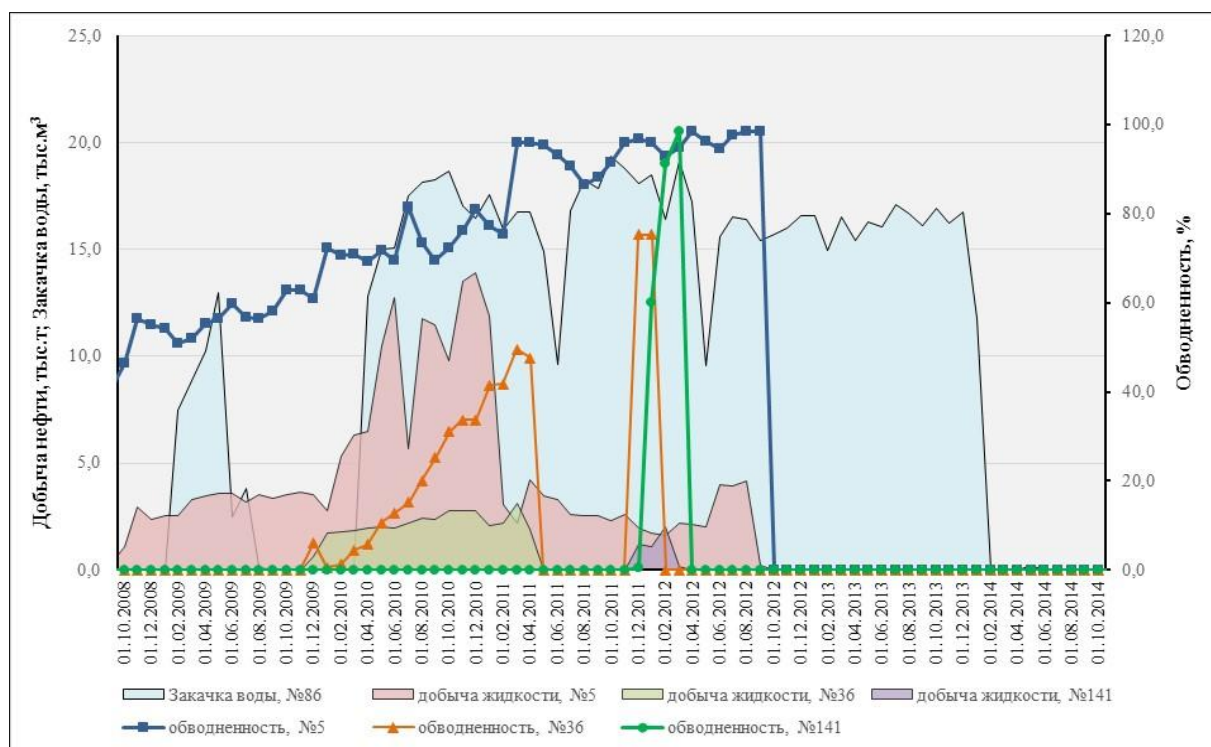


Рис. 3.2.29 - Динамика отборов скважин №№5, 36, 141 и закачки скважины №86

В 2013г с целью определения влияния закачки воды и распределения гидродинамических потоков в пласте по VI объекту разработки было закачено 114 кг флуоресцеина натрия, растворенного в воде объемом 40 м³, через нагнетательную скважину №44. В качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 7 добывающих скважин (№№31Д, 33, 37, 39, 41, 42, 46), по которым был запланирован отбор проб.

Выход индикатора был зафиксирован по 5 скважинам (№№31Д, 33, 37, 39, 41). По добывающим скважинам №№42, 46 по отобраным пробам выявлена низкая обводненность продукции, в связи с чем определение концентрации индикатора не предоставляется возможным.

При расчете периода отбора проб учитывался режим работы скважин, участвующих в исследовании. Выход реагента флуоресцеина натрия продолжался в течение восьми суток. В первые сутки закачки реагента выход был зафиксирован по 4 скважинам (№№31Д, 37, 39, 41). По результатам отбора проб первый выход был выявлен на скважине №39 через 6,3 ч после начала закачки реагента в нагнетательную скважину №44. В первые сутки отбора выход индикатора был отмечен по всем 4 реагирующим скважинам (№№31Д, 37, 39, 41), при этом концентрация реагента изменяется от 0.001 до 0.01 мг/дм³. На вторые и третьи сутки выход трассера был выявлен по всем пяти реагирующим скважинам. В течение четвертых суток выход индикатора был зафиксирован по 4 скважинам (№№31Д, 37, 39, 41). На пятые сутки выход трассера выявлен по 3 скважинам (№№31Д, 33, 39), на шестые сутки – по скважинам №№37, 39, на

седьмые сутки – по скважине №39, на восьмые сутки – по скважинам №№39, 41. Максимальная концентрация индикатора, выявленная в первые сутки и равная до 0.01 мг/дм³, отмечается по скважине №39. Схема распределения индикатора флуоресцеина натрия показана на рисунке 3.2.28.

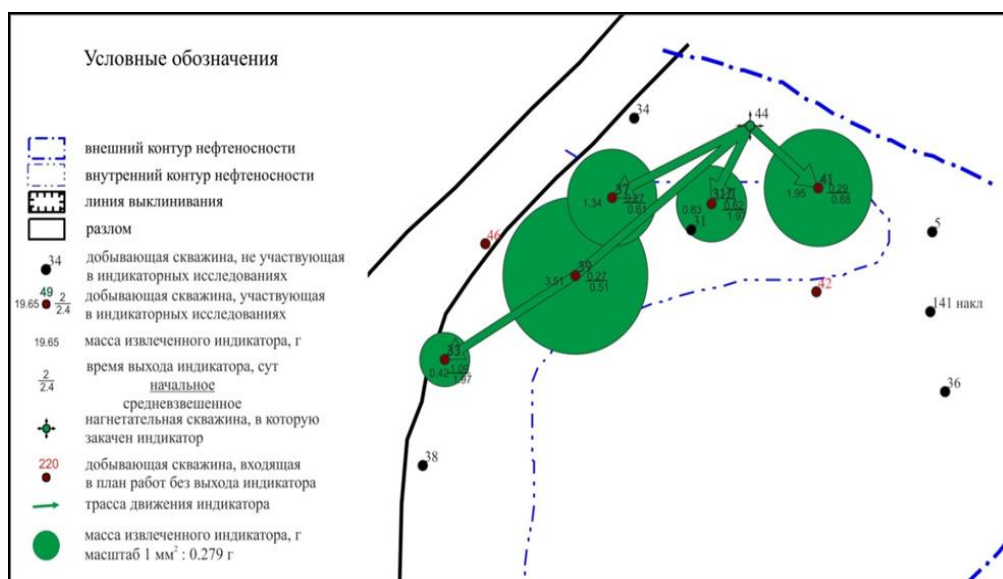


Рис. 3.2.30 - Схема основных трасс индикатора флуоресцеина натрия, район нагнетательной скважины №44

Таблица 3.2.28 - Результаты обработки индикаторных исследований скважины №44

№ скв закачки индикатора	№ скв выхода индикатора	Расстояние до скважины, м	Время появления трассера, сут	Масса извлеченного индикатора, г	Процент выхода индикатора, %
44	31Д	347	0,6	0,8	10,1
	33	1385	1,9	0,4	5,1
	37	531	0,3	1,3	16,5
	39	828	0,3	3,5	44,3
	41	333	0,6	1,9	24,1

По результатам трассерных исследований и отсутствию реакции на закачку воды в скважинах №№46, 409, можно сделать вывод, что разлом f_2 является непроницаемым.

3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов

Действующим проектным документом на основе которого идет промышленная разработка месторождения Нуралы является Дополнение в проекту разработки (2024г). В период пробной эксплуатации, который был продлен до февраля 2005г, разработка велась на естественном режиме без поддержания пластового давления. Очевидно, что притоки из пластов будут постепенно уменьшаться вследствие естественного падения давления, и, следовательно, будут уменьшаться дебиты нефти.

Для более полного извлечения нефти и, соответственно, получения более высоких коэффициентов нефтеотдачи, достижения необходимых темпов извлечения нефти из недр

при промышленной эксплуатации с 2008г реализуется закачка рабочего агента.

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г». В 2023г выполнен «Прирост запасов горизонта М-II-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г». На рисунке 3.2.31 представлено распределение геологических и извлекаемых запасов по объектам разработки.

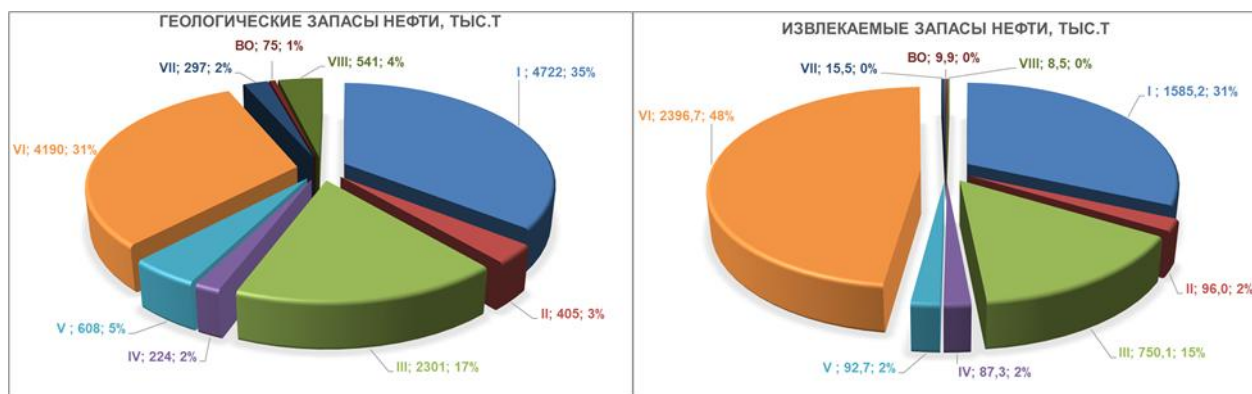


Рис. 3.2.31– Распределение геологических и извлекаемых запасов по объектам разработки

Из рисунка 3.2.31 видно, что наибольшие геологические и извлекаемые запасы нефти сосредоточены на I, III и VI объектах разработки. Так на I объекте сосредоточено 34,1% и 30,3%, на III объекте – 19,1% и 17,0%, на VI объекте – 29,2% и 45,4% геологических и извлекаемых запасов.

Из рисунка 3.2.32, на котором представлена выработка начальных извлекаемых запасов по объектам, можно увидеть, что максимальной выработкой запасов характеризуются объекты II и IV, 101,3% и 104,9%, что связано с малыми объемами извлекаемых запасов по этим объектам. По основным объектам I, III и VI, выработка НИЗ составляет 97,4%, 57,2% и 80,8%. Выработка по VII и VIII составляет 73,0% и 81,2% соответственно. В таблице 3.2.29 приведены численные значения выработки извлекаемых запасов, накопленной добычи, начальных и остаточных извлекаемых запасов, а также текущих КИН по объектам разработки и по месторождению в целом. В таблице 3.2.30 приведены динамика темпов выработки запасов нефти и динамика текущих коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки. На рисунке 3.2.33 представлено сопоставление утвержденных и текущих значений КИН по объектам и месторождению в целом.

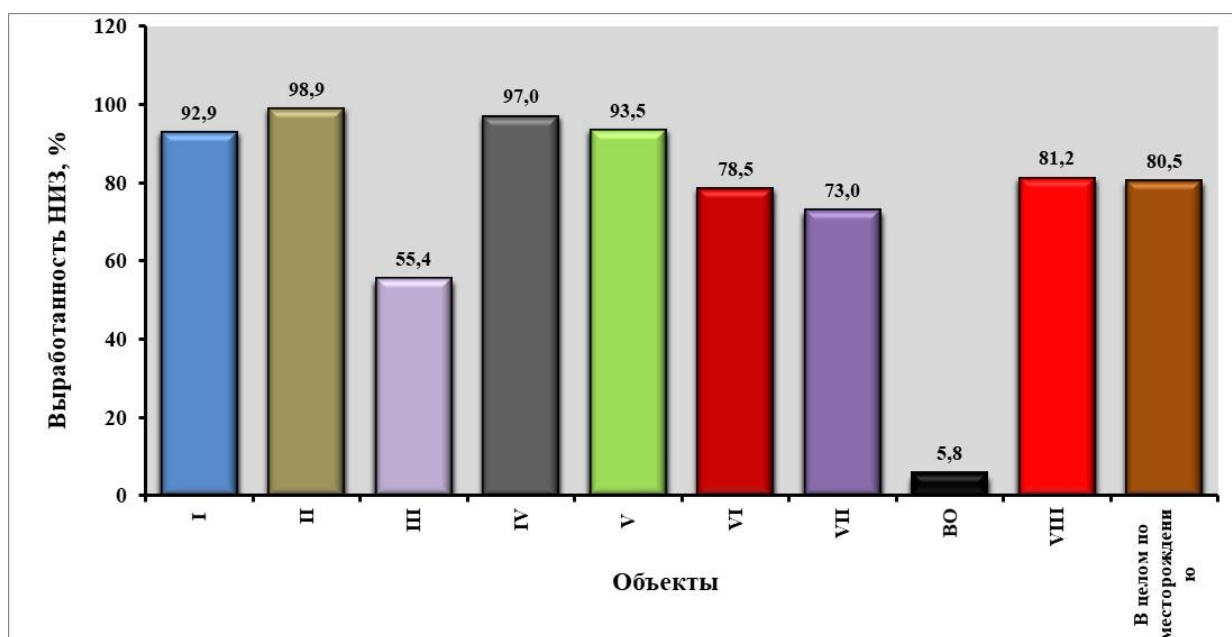


Рис. 3.2.32 - Выработка извлекаемых запасов по объектам и по месторождению

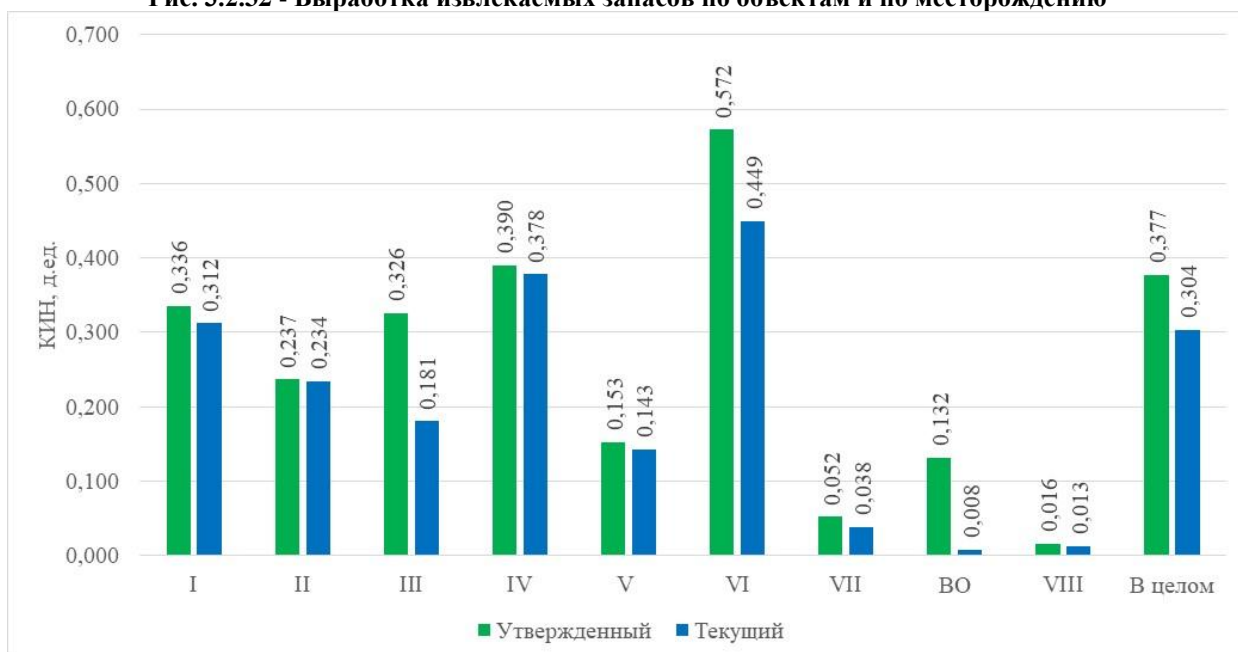


Рис. 3.2.33 – Сопоставление утвержденных и текущих КИН

Таблица 3.2.29 - Выработка запасов по объектам и по месторождению в целом

Объекты	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Выработка НИЗ, %	Запасы нефти, тыс.т			КИН, доли ед.	
			геологические	извлекаемые	остаточные извлекаемые	текущий	утвержденный
I	1544,3	97,4	5271	1834,5	40,7	0,327	0,336
II	97,4	101,3	449	108,1	-1,3	0,240	0,237
III	429,3	57,2	2301	600,5	320,9	0,187	0,326
IV	91,4	104,9	224	123,4	-4,2	0,409	0,390
V	90,7	97,8	608	98,5	2,0	0,151	0,152
VI	1937,2	80,8	4190	2226	459,5	0,462	0,572
VII	11,3	73,0	297	15,5	4,2	0,038	0,052
VIII	6,7	81,2	541	8,5	1,6	0,013	0,016
BO	0,6	5,8	75	9,9	9,3	0,008	0,132
BO2	6,7	81,2	100	17	1,6	0,013	0,016
В целом:	4209,0	83,5	14056	5041,9	833,0	0,315	0,377

Таблица 3.2.30 - Динамика темпов выработки запасов нефти и текущих КИН по объектам разработки

Объект	Добыча нефти, тыс.т			Темп отбора от НИЗ, %			Текущий КИН, %		
	2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025
I	36,4	34,7		2,2	2,1		30,9	31,6	
II	1,9	0,5		2,0	0,6		23,9	24,0	
III	6,9	6,6		0,9	0,9		18,4	18,7	
IV	3,3	3,6		3,8	4,1		39,3	40,9	
V	3,9	1,1		4,2	1,2		14,9	15,1	
VI	30,7	24,0		1,3	1,0		45,7	46,2	
VII	0,0	0,0		0,0	0,0		3,8	3,8	
VIII	0,001	0,0		0,006	0,0		1,3	1,3	
По месторождению	79,7	85,1		1,6	1,7		29,7	30,4	

Для определения вовлеченных в активную разработку извлекаемых запасов нефти, при сформировавшейся на данный момент системе разработки, по I-VI объектам разработки на основе фактических данных, по методикам Камбарова Г.С, зависимости удельной добычи нефти от накопленной и зависимости ВНФ, были построены характеристики вытеснения. Графики построения характеристик вытеснения по каждому объекту представлены на рисунках 3.2.34-3.2.43.

Анализ характеристик вытеснения позволил определить величину вовлеченных в активную разработку запасов нефти по объекту в целом по месторождению. В таблице 3.2.31 приведено Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов. Вовлеченные запасы нефти определяют потенциальный коэффициент извлечения нефти при существующей системе и технологии разработки. Следует отметить, что полученные значения вовлеченных извлекаемых запасов и значений КИН нужно считать технологическими, без учета экономических затрат.

Из таблицы 3.2.31 можно увидеть, по III и VI объектам вовлеченные запасы нефти составляют 542 тыс.т и 2095 тыс.т, соответственно, при утвержденных 750 тыс.т и 2397 тыс.т. Утвержденные ГКЗ РК (ПЗ-2021г) значения КИН и извлекаемые запасы нефти по III и VI объектам на сегодняшний день, при сложившейся системе разработки достичь не представляется возможным. В связи с этим для большего вовлечения в разработку извлекаемых запасов нефти рекомендуется уплотнение сетки скважин, а также проведение дополнительных геолого-технологических мероприятия.

Таким образом, на сегодня при сложившейся системе разработки в целом месторождения Нуралы отбор утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 83,5%, вовлеченные в активную разработку извлекаемые запасы нефти составляют 4740,8 тыс.т, ожидаемый КИН составил 0,354 доли ед., при утвержденном значении КИН – 0,377 д.ед.

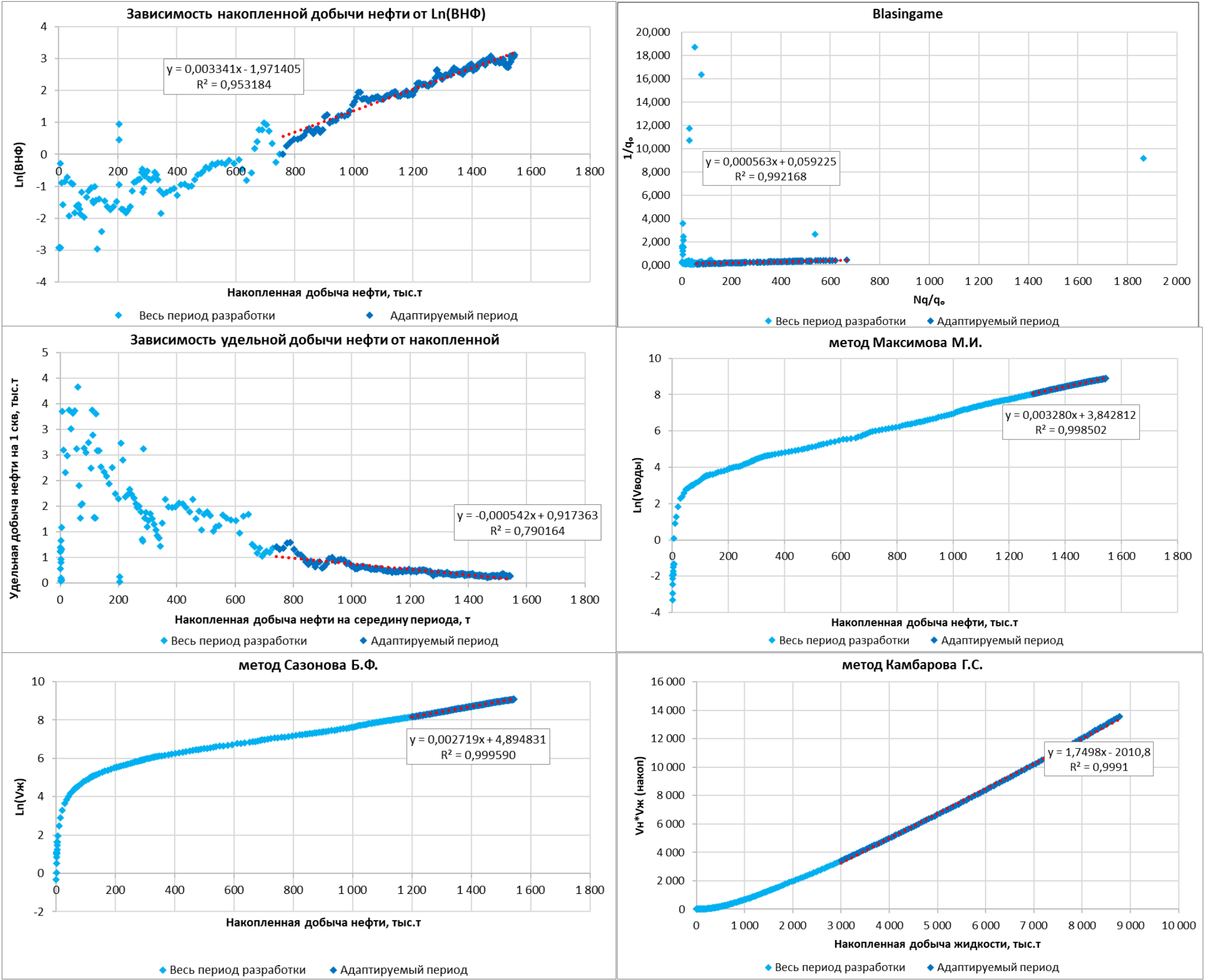


Рис. 3.2.34 - Характеристики вытеснения по I объекту

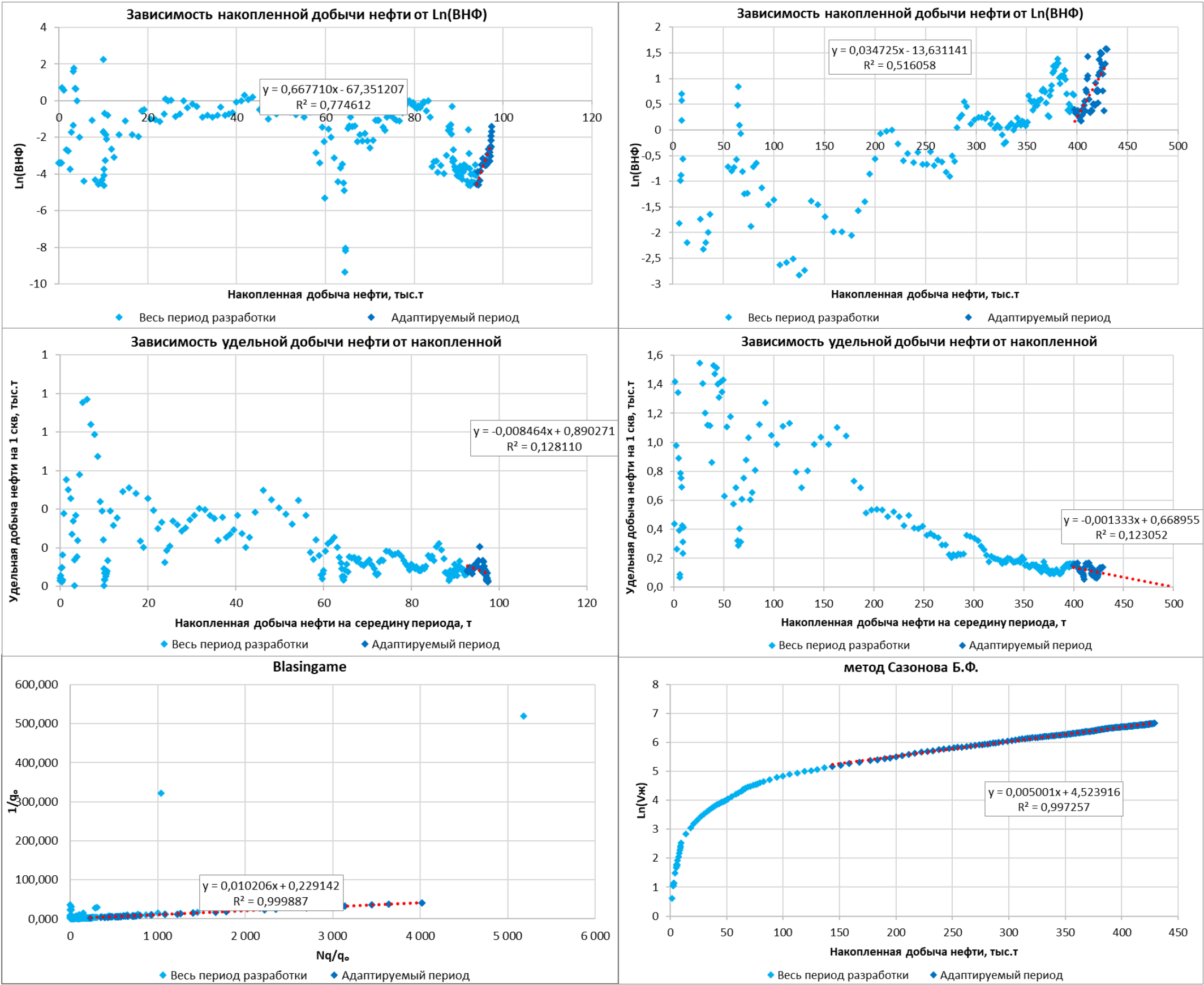


Рис. 3.2.35 - Характеристики вытеснения по II объекту

Рис. 3.2.36 - Характеристики вытеснения по III объекту

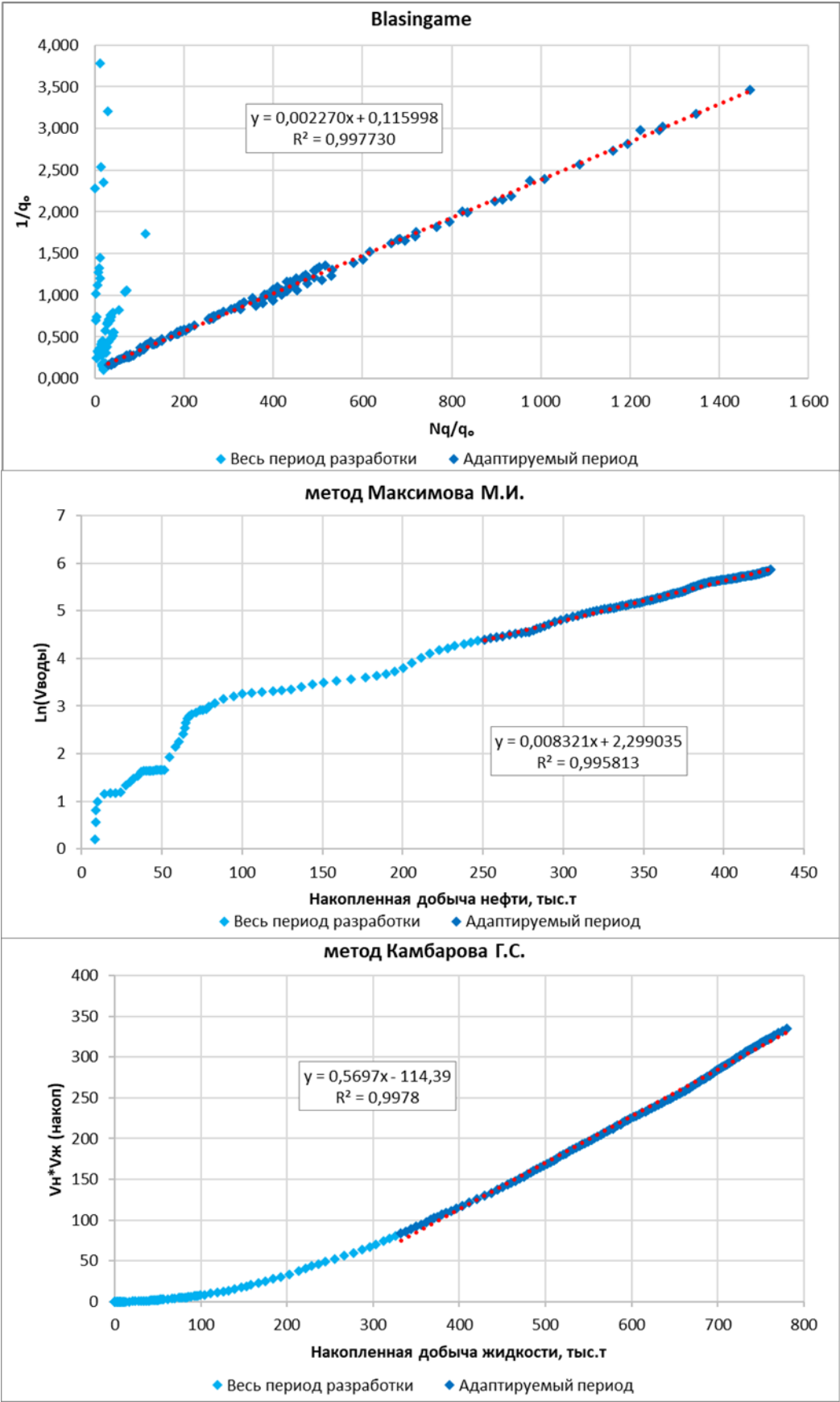


Рис. 3.2.37 - Характеристики вытеснения по III объекту

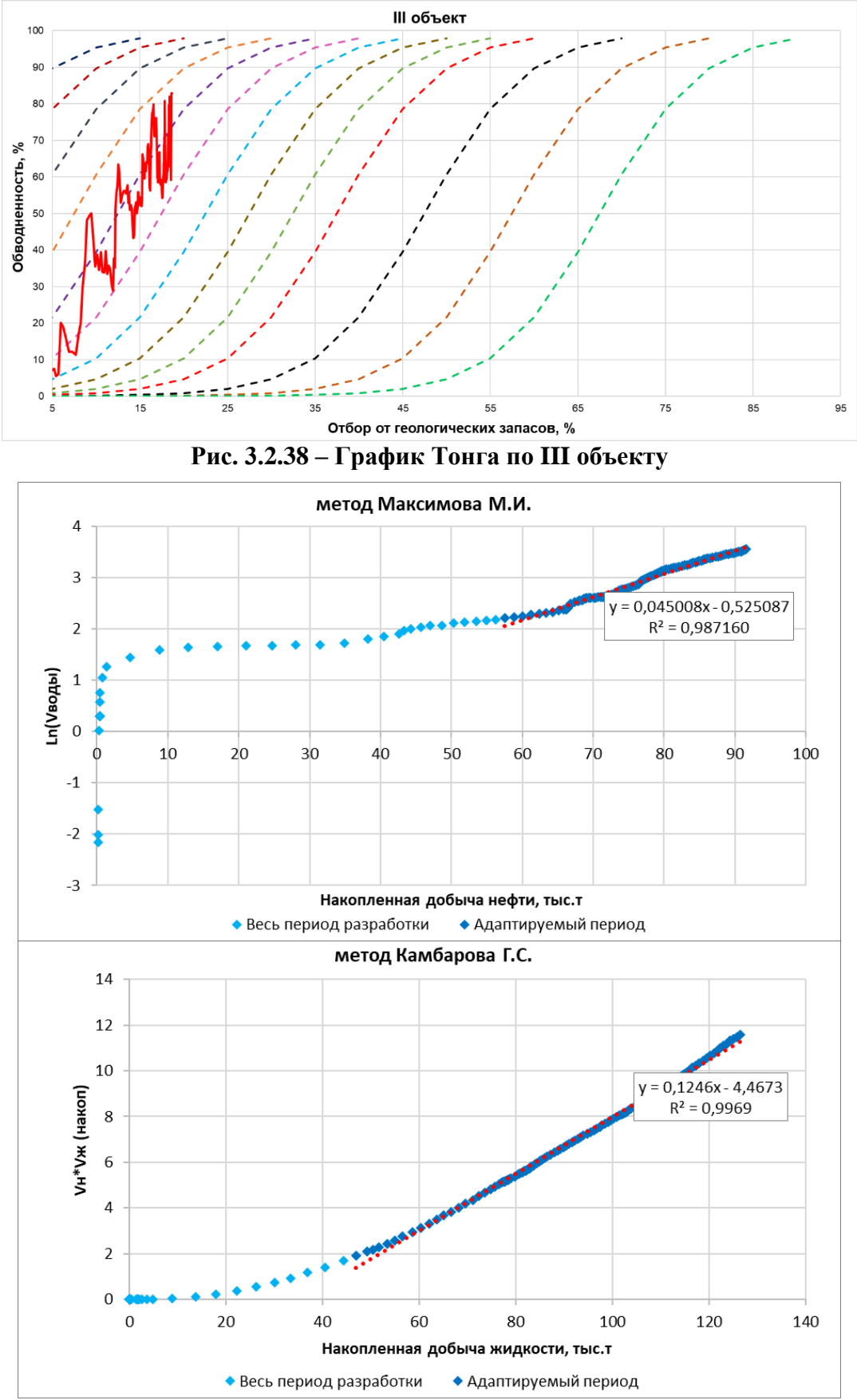


Рис. 3.2.38 – График Тонга по III объекту

Рис. 3.2.39 - Характеристики вытеснения по IV объекту

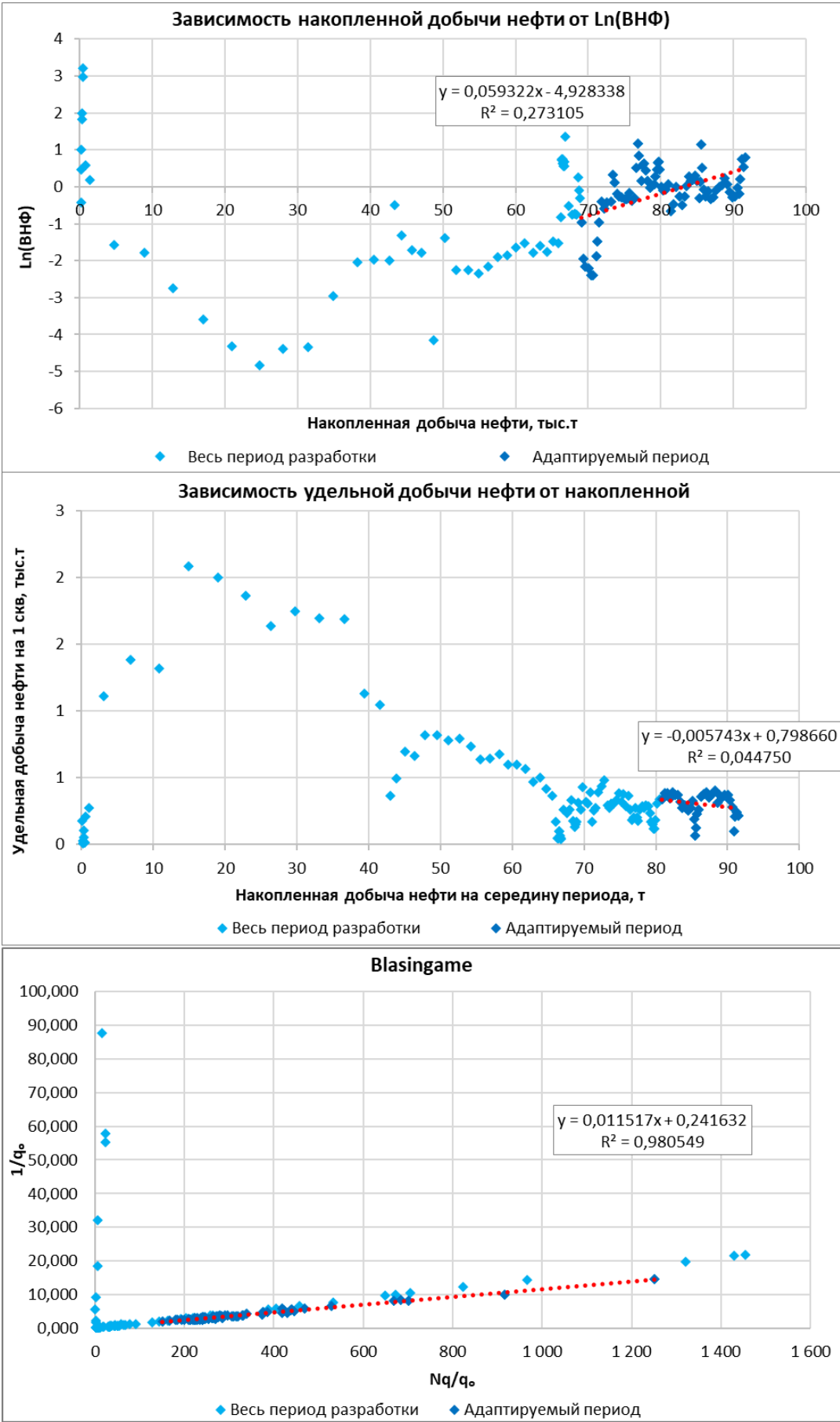


Рис. 3.2.40 - Характеристики вытеснения по IV объекту

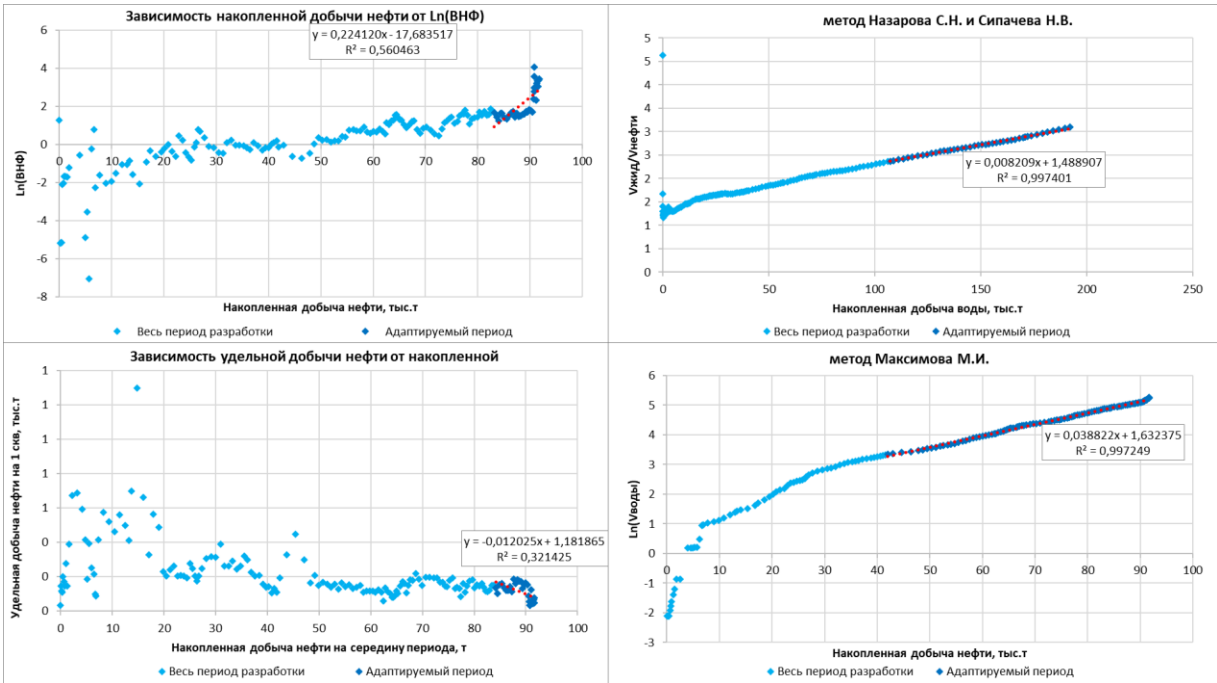


Рис. 3.2.41 - Характеристики вытеснения по V объекту

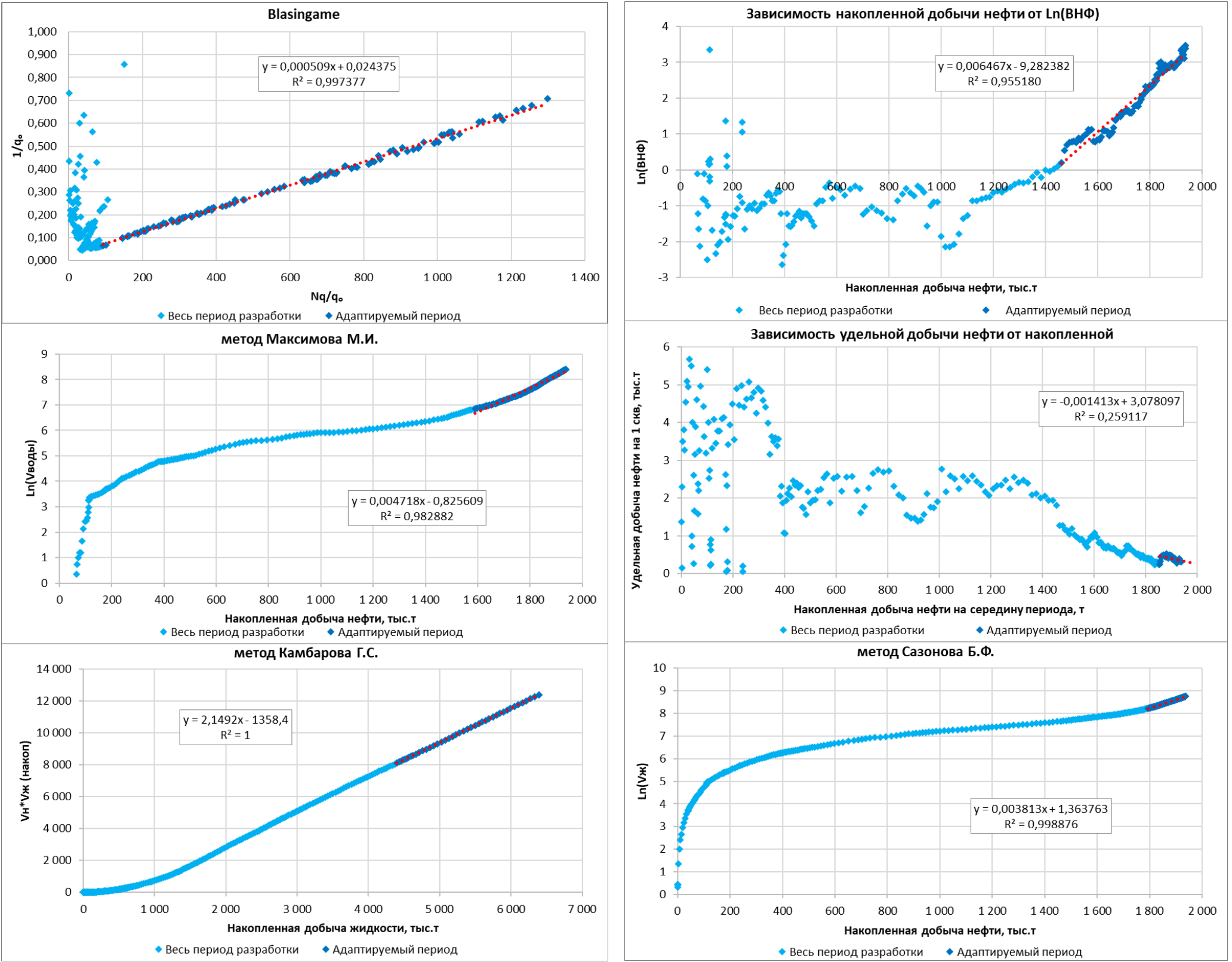


Рис. 3.2.42 - Характеристики вытеснения по VI объекту

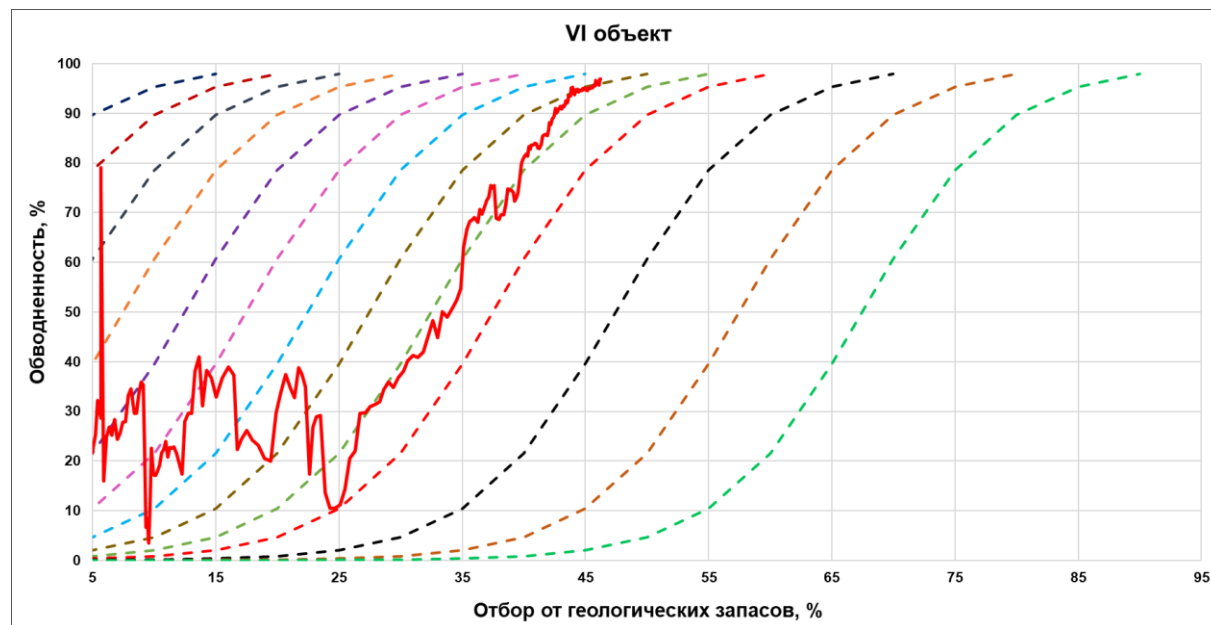


Рис. 3.2.43 - График Тонга по VI объекту

Таблица 3.2.31 - Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов, определенных характеристиками вытеснения

Объект	Утвержденные запасы			Рассчитанные вовлеченные запасы, тыс.т				Ожидаемый КИН, доли ед.	Текущий КИН, доли ед.	Накопленная добыча нефти тыс.т.	Остаточные вовлекаемые, тыс.т	Остаточные извлекаемые, тыс.т
	Геологические запасы, тыс.т	Извлекаемые запасы, тыс.т	КИН, доли ед.	Зависимость накопленной добычи от Ln(ВНФ)	Зависимость удельной добычи от накопленной	Методика Камбарова Г.С.	Среднее значение					
I	5271	1834,5	0,348	1670,7	1654,3	1654,2	1659,7	0,351	0,312	1473,4	-74,7	111,6
II	449	108,1	0,241	-	96,7	-	96,7	0,239	0,234	94,9	-0,7	1,1
III	2301	600,5	0,261	-	436,9	496,3	466,6	0,203	0,180	414,9	283,5	335,3
IV	224	123,4	0,551	-	82,3	97,8	90,0	0,402	0,378	84,7	-2,7	2,6
V	608	98,5	0,162	-	92,3	89,1	90,7	0,149	0,142	86,4	2,0	6,3
VI	4190	2226	0,531	1978,8	1919,8	2013,9	1970,8	0,470	0,450	1883,7	425,8	512,9
VII	297	15,5	0,052	-	-	-	11,3	0,038	0,038	11,3	4,2	4,2
VIII	541	8,5	0,016	-	-	-	6,9	0,013	0,013	6,9	1,6	1,6
Возвратный	75	9,9	0,132	-	-	-	0,6	0,008	0,008	0,6	9,3	9,3
Возвратный 2	100	17	0,170	-	-	-	6,9	0,013	0,013	6,9	1,6	1,6
Всего	14056	5042	0,359				4392,9	0,329	0,304	4057	648	985
-	- отбракованные значения											

3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Сопоставление фактических показателей за 2018-19гг с утвержденными проектными показателями в рамках АР-2017г, за 2020г с проектными показателями, утвержденными в рамках АР-2019г, за 2021-22гг с утвержденными проектными показателями в рамках ПР-2021г. Расчет прогнозных показателей в АР-2017г выполнен по 6 из 8 объектов разработки, расчет прогнозных показателей по VII и VIII объектам не проводился, так как на момент составления АР-2017г данные объекты не разрабатывались ввиду отсутствия добывающих скважин. В АР-2019г прогнозные показатели рассчитаны по 7 из 8 объектов разработки, по VII объекту не рассчитывались. Расчет прогнозных показателей в ПР-2021г выполнен по 8 объектам разработки, расчет прогнозных показателей по возвратному объекту проводился с 2023г. Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объектам и в целом по месторождению за 2018-2022гг приведены в таблицах 3.2.31-38.

В 2018г добыча нефти составила 136,6 тыс.т, что на 19,4% выше проектных показателей, превышение обусловлено большим фондом добывающих скважин относительно проектного на 1 ед., и более высокого фактического дебита нефти относительно проектного, 8,4 т/сут против 7,2 т/сут. Обводненность ниже проектной на 3,2% и составила 87,2 %. Объем закачки составил 1371,4 тыс.м³, что на 10,3% ниже проектного объема, при этом фонд действующих нагнетательных скважин отстает от проектного на 2 ед. Газовый фактор при проектном значении 611 м³/т составил 423 м³/т.

В 2019г добыча нефти составила 114,8 тыс.т, что на 28,8% выше проектных показателей, превышение обусловлено большим фондом добывающих скважин относительно проектного на 4 ед., и более высокого фактического дебита нефти относительно проектного, 7,3 т/сут против 6,0 т/сут. Обводненность ниже проектной на 3,0% и составила 90,3%. Объем закачки составил 1506,4 тыс.м³, что на 11,9% ниже проектного объема, при этом фонд действующих нагнетательных скважин отстает от проектного на 2 ед. Газовый фактор при проектном значении 260 м³/т составил 370 м³/т.

В 2020г, ввиду уточнения проектных показателей в рамках АР-2019г, добыча нефти составила 96,9 тыс.т, что на уровне проектных показателей, при этом фонд добывающих скважин на конец года на 3 ед. ниже проектного, за счет незапроектированного выбытия скважин. Дебит нефти на уровне проектного и составил 6,5 т/сут. Обводненность на уровне проектной и составила 91,4%. Объем закачки составил 1160,5 тыс.м³, что на 8,8% выше проектного объема, при этом фонд действующих нагнетательных скважин отстает от проектного на 1 ед. Следует отметить, что не выполнены мероприятия по выбытию/вводу нагнетательных скважин. Так, по I объекту продолжается непродуктивная закачка в

2 нагнетательные скважины №№210, 216; по II, III и V объекты не переведены скважины №№405, 79 и 83 под нагнетание. Газовый фактор при проектном значении 432 м³/т составил 481 м³/т.

В 2021г добыча нефти составила 79,7 тыс.т, что на 6,7% ниже проектного уровня, отставание обусловлено несоответствием действующего фонда добывающих скважин проектному на 4 ед., действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 38 ед., при проектном дебит нефти выше проектного и составил 6,0 т/сут, проектный дебит составил 5,9 т/сут, обводненность составила 92,7%, что на 0,9% выше проектной. Закачка рабочего агента составила 1120,3 тыс.м³, что на 17,9% выше проектной, при этом приемистость составила 285,1 м³/сут при проектной 180,7 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин на 3 ед. превышал проектный, по причине того что не выполнены мероприятия по выбытию скважин №№65,210,216 и составил 17 ед., действующий фонд составил 14 ед. при проектном 14 ед. Выполнен ввод скважин №№34, 79, 83, 405. Скважина №201 ликвидирована. Газовый фактор составил 467,5 м³/т при проектном 465 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 85,1 тыс.т, что на 2,7% выше проектного уровня, это обусловлено увеличением дебита нефти выше проектного на 5%, дебит нефти составил 6,3 т/сут, проектный дебит составил 5,5 т/сут, обводненность составила 93,6%, что на 1,5% выше проектной. Закачка рабочего агента составила 1295,3 тыс.м³, что на 33,5% выше проектной, при этом приемистость составила 261,4 м³/сут при проектной 199,9 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин остался на уровне 2021г и составил 17 ед., действующий фонд составил 16 ед. Выполнены мероприятия по переводу под закачку с VI объекта на III объект скважин №5, 44. Газовый фактор составил 425,3 м³/т при проектном 431 м³/т. Накопленная добыча нефти по месторождению на 01.01.2023г составляет 4056,8 тыс.т. Выработка извлекаемых запасов – 80,5%. Текущий КИН составляет 0,304 доли ед.

Ниже приводится сопоставление проектных и фактических показателей разработки для каждого эксплуатационного объекта отдельно.

I объект

В 2018г добыто 50,9 тыс.т нефти, что 1,5% выше проектной, превышение достигнуто за счет большего фонда добывающих скважин на 1 ед. (ввод из консервации скважины №68), при этом дебит нефти ниже проектного на 2,8% и составил 6,7 т/сут. Обводненность составила 91,8%, что ниже проектной на 1,6%. Закачка рабочего агента составила 984,9 тыс.м³, что на 15% ниже проектного объема, отставание связано с меньшим фактическим фондом действующих нагнетательных скважин на 1 ед. и меньшей фактической приемистостью относительно проектной, 366,3 м³/сут против 417,9 м³/сут.

Фактические забойные давления в добывающих скважинах изменялись от 1,5 до 14,9 МПа, газовый фактор составлял 594 м³/т при проектном 981 м³/т.

В 2019г добыто 46,8 тыс.т нефти, что 7,2% выше проектной, превышение достигнуто за счет большего фонда добывающих скважин на 3 ед., при этом дебит нефти ниже проектного на 7,8% и составил 5,9 т/сут. обводненность составила 93,0%, что ниже проектной на 2,2%. Закачка рабочего агента составила 997,0 тыс.м³, что на 25,5% ниже проектного объема, отставание связано с меньшим фактическим фондом действующих нагнетательных скважин на 1 ед. и меньшей фактической приемистостью относительно проектной, 395,0 м³/сут против 482,3 м³/сут. Фактические забойные давления в добывающих скважинах изменялись от 2,4 до 15,4 МПа, газовый фактор составлял 433 м³/т при проектном 250 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 43,7 тыс.т, что на уровне проектных показателей. Фонд добывающих скважин соответствовал проектному и составил 21 ед., при этом дебит нефти незначительно отставал от проектного и составил 5,6 т/сут. Обводненность составила 93,5%, что ниже проектной на 0,4%. Фонд нагнетательных скважин превышал проектный на 3 ед. и составил 8 ед., за счет не выбытия нагнетательных скважин №№65, 210, 216. Закачка воды составила 699,0 тыс.м³, что на 10% выше проектного значения, приемистость составила 366,3 м³/сут при проектной 286,5 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 419 м³/т составил 424 м³/т.

В 2021г добыча нефти составила 39,8 тыс.т, что незначительно выше уровня проектных показателей. Фонд добывающих скважин соответствовал проектному и составил 21 ед., при этом дебит нефти отставал от проектного на 3,7% и составил 5,2 т/сут. Обводненность незначительно превышала проектный уровень обводненности и составила 94,2%. Фонд нагнетательных скважин превышал проектный на 3 ед. и составил 8 ед., за счет не выбытия нагнетательных скважин №№65, 210, 216. Закачка воды составила 632,7 тыс.м³, что на 2% выше проектного значения, приемистость составила 268,7 м³/сут при проектной 357,2 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 424 м³/т составил 467 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 35,62 тыс.т, что на 7,5% выше уровня проектных показателей. Фонд добывающих скважин выше проектного на две единицы и составил 22 ед., с опережением плана бурения 2023г в 2022г была пробурена скважина №418. Дебит нефти незначительно отставал от проектного и составил 4,6 т/сут. Обводненность на уровне проектной и составила 95,0%. Фонд нагнетательных скважин превышал проектный на 3 ед. и составил 8 ед., за счет не выбытия нагнетательных скважин №№65, 210, 216. Закачка воды незначительно отставала от проектного и составила 604,3 тыс.м³,

приемистость составила 255,7 м³/сут при проектной 355,3 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 424 м³/т составил 450 м³/т.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 1473,4 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 92,9%, КИН составил 0,312 д.ед.

II объект

В 2018г добыча нефти составила 5,0 тыс.т при проектной 4,6 тыс.т, несмотря на отставание фонда добывающих скважин на 1 ед., превышение проектного значения по добычи нефти достигнуто за счет более высокого дебита нефти, 4,3 т/сут против 3,3 т/сут. Обводненность составила 28,4% при проектной 71,3%, дебит жидкости составил 6,0 т/сут при проектном 11,6 т/сут. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 2,3 до 11,2 МПа, газовый фактор был ниже проектного и составил 218 м³/т при проектном 276 м³/т.

В 2019г добыча нефти составила 3,0 тыс.т при проектной 3,2 тыс.т, несмотря на отставание фонда добывающих скважин на конец года на 2 ед., проектный уровень добычи нефти практически достигнут за счет большего фактического дебита нефти над проектным, 4,0 т/сут против 2,3 т/сут.. Обводненность составила 12,2% при проектной 83,7%, дебит жидкости составил 4,6 т/сут при проектном 14,0 т/сут. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 4,0 до 6,3 МПа, газовый фактор был ниже проектного и составил 166 м³/т при проектном 277 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 1,9 тыс.т при проектной 2,2 тыс.т, отставание связано с несоответствием фонда добывающих скважин на конец года на 1 ед., и низким коэффициентом эксплуатации добывающих скважин, 0,65 д.ед. против 0,95 д.ед., при этом фактический дебит нефти превышал проектный, 3,9 т/сут против 2,1 т/сут.. Обводненность составила 2,1% при проектной 14,8%, дебит жидкости составил 4,0 т/сут при проектном 2,5 т/сут. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 4,8 до 4,9 МПа, газовый фактор на уровне проектного и составил 100 м³/т. Не выполнены проектные решения по организации системы ППД путем перевода под нагнетание скважины №405.

В 2021г добыча нефти составила 2,0 тыс.т при проектной 1,9 тыс.т, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 4,5 т/сут при проектном 2,7 т/сут. Обводненность составила 3,3%, при проектном значении 32,4%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 1,1 до 11,5 МПа, газовый фактор был на уровне проектного и составил 100 м³/т при проектном 99 м³/т. В 2021г согласно адресной программе ГТМ ПР-2021г на данном объекте была организована

система ППД путем перевода скважины №405 под закачку. Закачка воды составила 14 тыс.м³ при проектном значении 1,8 тыс.м³, приемистость составила 126,3 м³/сут при проектной 9,9 м³/сут.

В 2022г добыча нефти составила 2,1 тыс.т, что на 61,5% выше проектной, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 4,7 т/сут при проектном 1,9 т/сут. Обводненность составила 1,6%, при проектном значении 53,4%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 1,2 до 12,9 МПа, газовый фактор был ниже проектного и составил 100 м³/т при проектном 99 м³/т. Закачка воды составила 21,7 тыс.м³ при проектном значении 3,3 тыс.м³, приемистость составила 60,9 м³/сут при проектной 9,6 м³/сут.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 94,9 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 98,9%, КИН составляет 0,234 д.ед.

III объект

В 2018г добыча нефти составила 13,3 тыс.т, что на 7% превышало проектное значение, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 4,7 т/сут против 4,5 т/сут. Обводненность составила 65,3% при проектной 72,8%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 2,0 до 9,8 МПа, газовый фактор составил 292 м³/т при проектном 424 м³/т.

В 2019г добыча нефти составила 10,3 тыс.т, что на 10,4% превышало проектное значение, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 3,9 т/сут против 3,4 т/сут. Несмотря на незапланированный ввод в эксплуатацию скважины №78, фонд добывающих скважин отстает от проектного на 2 единицы. Обводненность составила 76,1% при проектной 79,2%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 2,6 до 6,9 МПа, газовый фактор составил 362 м³/т при проектном 424 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 11,3 тыс.т, что на 27,5% превышало проектное значение, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 4,9 т/сут против 3,4 т/сут. Фонд добывающих скважин не соответствовал проектному 6 скважин против проектных 7 скважин, обводненность ниже проектной на 12,3% и составила 67,5%. Фонд нагнетательных скважин соответствовал проектному и составил 2 ед., при этом не выполнен перевод под нагнетание скважины №79 и выбытие нагнетательной скважины №201. Закачка воды составила 24,2 тыс.м³, что на 50% ниже проектного значения, приемистость составила 71,9 м³/сут при проектной 70,2 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 967 м³/т составил 997 м³/т.

В 2021г добыча нефти составила 10,4 тыс.т при проектном значении 12,5 тыс.т, отставание связано с несоответствием фонда добывающих скважин на конец года на 2 ед., фонд добывающих скважин составил 5 ед. при проектном 8 ед., не выполнен перевод из наблюдательного фонда V объекта скважины №42, действующий фонд добывающих скважин составил 4 ед., скважина №85 переведена в консервацию. Дебит нефти был выше уровня проектного на 25% и составил 6,0 т/сут. Обводненность составила 58%, что на 9,1% ниже проектного значения. Фонд нагнетательных скважин соответствует проектному и составил 2 ед., выполнен перевод под нагнетание скважины №79 и выбытие скважины №201, а также перевод из наблюдательного фонда III объекта под закачку V объект скважины №34. Закачка воды составила 37,7 тыс.м³, что на 17,7% ниже проектного значения, приемистость составила 78,2 м³/сут при проектной 66,0 м³/сут. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 2,1 до 12,4 МПа, Газовый фактор при проектном значении 857 м³/т составил 689 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 8,8 тыс.т, что на 40,9% ниже проектного значения, отставание связано с несоответствием фонда добывающих скважин на конец года на 3 ед., фонд скважин составляет 6 ед. при проектном значении 9 ед. Не выполнены проектные решения по переводу из консервации V объекта скважины №37 и переводу с VI объекта скважины №41, также не выполнен перевод с III объекта под добычу на VI объект скважины №78. Выполнен ввод из наблюдательного фонда скважины №152. Скважины №217, 226 выбыли в наблюдательный фонд. Дебит нефти составил 4,6 т/сут при проектном значении 5,1 т/сут. Обводненность выше проектной на 1,9% и составила 65,1%. Фонд нагнетательных скважин ниже проектного на 1 ед. и составил 3 ед, так как не выполнены проектные решения по переводу скважины №44 с VI объекта, выполнен перевод скважины №5 с VI объекта под закачку. Закачка воды составила 38,5 тыс.м³, что на 23,4% ниже проектного значения, приемистость составила 57,3 м³/сут при проектной 36,3 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 689 м³/т составил 507 м³/т.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 415,8 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 55,4%, КИН составляет 0,181 д.ед.

IV объект

В 2018г добыча нефти составила 3,3, тыс.т при проектной 0,3 тыс.т, за счет более высокого дебита нефти относительно проектного 9,4 т/сут против 0,8 т/сут (скважину №500 в конце 2017г перевели на мех.способ эксплуатации). Обводненность составила 26,6% при проектной 82,3%. Забойное давление добывающих скважин изменялись в диапазоне от 2,9 до 7,2 МПа, газовый фактор составил 1485 м³/т при проектном 192 м³/т,

наблюдалось разраживание в скважине №500.

В 2019г добыча нефти составила 3,9, тыс.т при проектной 0,2 тыс.т, за счет более высокого дебита нефти относительно проектного 10,8 т/сут против 0,5 т/сут (скважину №500 в конце 2017г перевели на мех.способ эксплуатации). Обводненность составила 40,5% при проектной 87,9%. Газовый фактор составил 600 м³/т при проектном 192 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 3,3 тыс.т, что на 6,3% выше проектного значения, дебит нефти превышал проектный, 9,0 т/сут против 8,9 т/сут. Обводненность незначительно выше проектной и составила 56,2%. Газовый фактор соответствовал проектному и составил 600 м³/т.

В 2021г добыча нефти составила 2,8 тыс.т, что на 12,5% ниже проектного значения, дебит нефти ниже проектного, 7,6 т/сут против 9,1 т/сут. Обводненность незначительно выше проектной и составила 54,2%. Газовый фактор соответствует проектному и составил 600 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 4,0 тыс.т, что на 66,7% выше проектного значения, превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти относительно проектного, 10,9 т/сут против 6,8 т/сут и снижению обводненности, обводненность составила 47,8% при проектном значении 66,9%. Фонд скважин не изменился и составляет 1 ед. Газовый фактор соответствовал проектному и составил 600 м³/т.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 84,7 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 97,0%, КИН составляет 0,378 д.ед.

V объект

В 2018г добыча нефти составила 5,3 тыс.т при проектной 3,5 тыс.т, несмотря на меньший фонд действующих добывающих скважин на конец года на 2 ед., превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти, 4,3 т/сут против 2,5 т/сут. Обводненность продукции составила 73,7% при проектной 79,5%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 4,6 до 12,8 МПа, газовый фактор составил 825 м³/т при проектном 1218 м³/т.

В 2019г добыча нефти составила 5,5 тыс.т при проектной 1,3 тыс.т, несмотря на меньший фонд действующих добывающих скважин на конец года на 2 ед., превышение достигнуто за счет более высокого дебита нефти, 6,2 т/сут против 0,9 т/сут. Обводненность продукции составила 73,1% при проектной 86,8%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 5,9 до 7,2 МПа, газовый фактор составил 1065 м³/т при проектном 137 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 6,7 тыс.т, что на 60,2% выше проектного уровня.

Действующий фонд добывающих скважин на 1 ед. ниже проектного и составил 2 ед., при этом дебит нефти превышал проектный, 5,8 т/сут против 4,0 т/сут. Обводненность составила 74,9% при проектной 77,6%. Не выполнены проектные решения по организации системы ППД, путем перевода скважины №83 под нагнетание. Газовый фактор при проектном значении 1263 м³/т составил 1072 м³/т.

В 2021г добыча нефти составила 5,2 тыс.т при проектной 4,8 тыс.т, превышение обусловлено более высоким дебитом нефти, 4,8 т/сут при проектном 4,6 т/сут. Обводненность продукции составила 82,3% при проектной 80,2%. Фонд добывающих скважин выше проектного фонда на 1 ед. и составил 3 ед., превышение достигнуто за счет ввода из консервации после испытания скважины №37. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 5,2 до 15,3 МПа, газовый фактор составил 653 м³/т при проектном 1069 м³/т. В 2021г согласно проектному решению ПР-2021г на данном объекте была организована система ППД путем перевода скважин №34,83 под закачку. Закачка воды составила 48,7 тыс.м³, что на 269% выше проектного значения, приемистость составила 184,0 м³/сут при проектной 34,2 м³/сут.

В 2022г добыча нефти превысила проектную на 21% и составила 4,6 тыс.т, за счет более высокого дебита нефти 4,5 т/сут при проектном 3,6 т/сут. Фонд скважин соответствует проектному и составляет 3 ед. Скважина №82 выбыла в наблюдательный фонд. Обводненность составила 82,9%, что ниже проектной на 1,4%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 5,0 до 11,2 МПа, газовый фактор составил 799 м³/т при проектном 1067 м³/т. Закачка воды составила 75,8 тыс.м³, что на 184% выше проектного значения, приемистость составила 119,0 м³/сут при проектной 38,3 м³/сут.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 86,7 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 93,5%, КИН составляет 0,143 д.ед.

VI объект

В 2018г добыча нефти составила 58,2 тыс.т при проектной 43,6 тыс.т, превышение достигнуто за счет более высокого фактического дебита нефти против проектного, 20,1/сут против 17,9 т/сут, а также превышения фонда добывающих скважин на 1 ед. Закачка рабочего агента составила 356,7 тыс.м³ при проектной 370,5 тыс.м³, при этом действующий фонд нагнетательных скважин на 2 ед. меньше проектного, приемистость нагнетательных скважин значительно превышала проектную и составила 463,3 м³/сут против 267,1 м³/сут. Обводненность ниже проектной на 3% и составила 84,6%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 3,9 до 13,8 МПа, газовый

фактор составил 226 м³/т при проектном 229 м³/т.

В 2019г добыча нефти составила 44,1 тыс.т при проектной 31,5 тыс.т, превышение достигнуто за счет более высокого фактического дебита нефти против проектного, 15,4 т/сут против 15,1 т/сут, а также превышения фонда добывающих скважин на 1 ед. Закачка рабочего агента составила 466,9 тыс.м³ при проектной 372,1 тыс.м³, при этом действующий фонд нагнетательных скважин на 2 ед. меньше проектного, приемистость нагнетательных скважин значительно превышала проектную и составила 644,1 м³/сут против 268,3 м³/сут. Обводненность ниже проектной на 1,4% и составила 89,9%. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 4,2 до 14,5 МПа, газовый фактор составил 211 м³/т при проектном 229 м³/т.

В 2020г добыча нефти составила 29,7 тыс.т, что на 11,0% ниже проектного значения, отставания связано с более низким дебитом нефти относительно проектного, 11,6 т/сут при проектном 12,9 т/сут. Фонд добывающих скважин на конец отставал от проектного на 1 ед. и составляет 6 ед. (скважина №409 в декабре 2020г выбыла в наблюдательный фонд. Закачка воды составила 437,3 тыс.м³, что на 18,1% выше проектного уровня, приемистость составила 609,1 м³/сут при проектной 534,2 м³/сут. Газовый фактор при проектном значении 205 м³/т составил 237 м³/т.

В 2021 году добыча нефти ниже проектной на 15,2% и составила 19,5 тыс.т, основной причиной отставания являлось несоответствие фактического дебита нефти проектному, 9,3т/сут против 11,1 т/сут соответственно. Обводненность – 94,4%, что выше проектной на 1,7%. Закачка воды составила 386,9 тыс.м³ при проектной 269,3 тыс.м³. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 4,9 до 16,2 МПа, газовый фактор составил 320 м³/т при проектном 212 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 29,9 тыс.т и была выше проектной на 16,3%, превышение достигнуто за счет интенсификации добычи путем смены режима работы УЭЦН в скважинах №№39, 41, 46, 231. Не выполнен перевод скважины №41 на III объект, также не выполнен перевод с III объекта под добычу скважины №78. Обводненность – 94,7%, что выше проектной на 2,7%. Согласно проектным решениям планировался перевод скважин №5 и №44 на III объект под закачку, в декабре 2022г была переведена скважина №5, скважина №44 не переведена. Закачка воды составила 554,9 тыс.м³ при проектной 274,0 тыс.м³. Забойные давления добывающих скважин изменялись в диапазоне от 1,59 до 15,9 МПа, газовый фактор составил 314 м³/т при проектном 212 м³/т.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 1882,5 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 78,5%, КИН составляет 0,449 д.ед.

VII объект

Начало разработки данного объекта в АР-2015г было предусмотрено в 2016г путем ввода из бурения скважины №19А. Фактически разработка началась в 2014г вводом из бурения скважины №401, которая по проекту должна была вестись из бурения на нижележащий VIII объект разработки.

В 2016г ввод из бурения не осуществлен. Проектная добыча нефти составляла 4,1 тыс.т при дебите нефти 12 т/сут. Скважина №401 отработала 7 месяцев и за это время было добыто 0,8 тыс.т, дебит нефти составил 3,8 т/сут. С августа 2016г скважина находилась в бездействии по причине отсутствия притока. В апреле 2017г данная скважина была переведена на нижележащий объект. В ПР-2022г планировалось возобновление разработки VII объекта путем перевода скважины №410 с нижележащего объекта в 2022г. Фактически на данный момент объект не разрабатывается.

VIII объект

В 2016г по проекту был предусмотрен ввод в эксплуатацию из бурения одной скважины, фактически не выполнено. Проектный фонд добывающих скважин должен был составить 3 ед., по факту отставание на 2 ед. фактическая добыча нефти из скважины №400 за три месяца составила 0,06 тыс.т, дебит нефти – 0,7 т/сут. С марта 2016г скважина находилась в бездействии из-за отсутствия притока, в последствии была переведена в наблюдательный фонд.

В АР-2017г разработка данного объекта не предусматривалась, ввиду отсутствия добывающих скважин.

В апреле 2017г на данный объект введена в эксплуатацию скважина №401, переводом с вышележащего объекта VII. За 2017г из скважины №401 добыто 1,4 тыс.т нефти и 1,9 тыс.т жидкости. Среднесуточные дебиты нефти/ жидкости составили 5,6/ 7,5 т/сут, обводненность – 26,0%. В 2018г добыто 0,7 тыс.т нефти и 0,8 тыс.т жидкости, дебиты нефти/ жидкости составили 2,1 и 2,6 т/сут.

В 2018г добыто 0,7 тыс.т нефти и 0,8 тыс.т жидкости, дебиты нефти/ жидкости составили 2,1 и 2,6 т/сут.

В 2019г добыто 1,2 тыс.т нефти и 1,4 тыс.т жидкости, дебиты нефти/ жидкости составили 3,4 и 3,9 т/сут.

В 2020г добыча нефти составила 0,2 тыс.т при проектной 0,9 тыс.т. В мае 2020г скважина №401 выбыла из эксплуатации из-за отсутствия притока.

В ПР-2022г предусмотрено возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2021г. Фактически на данный момент объект

не разрабатывается.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2023г составляет 6,9 тыс.т, выработка извлекаемых запасов – 81,2%, КИН составляет 0,013 д.ед.

Возвратный объект

В ПР-2022г планируется ввод в разработку возвратного объекта в 2023г путем реализации технологии ОРЭ в скважине №39 (VI об.).

Таблица 3.2.32 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки в целом по месторождению

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	85,4	79,7	82,8	85,1	82,9	83,1	69,7	70,5	82,4	77,7
2	из новых скважин	тыс.т	-	0,0	-	2,9	-	2,5	-	1,9	-	0,3
3	из переходящих скважин	тыс.т	85,4	79,7	82,8	0,3	82,9	80,6	69,7	68,6	82,4	77,3
4	мехспособом	тыс.т	-	79,7	-	84,8	-	83,1	-	70,0	-	78,2
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	3977,5	3971,7	4060,3	4056,8	4143,2	4140,0	4209,8	4210,5	4292,2	4288,2
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	1644,1	-	1728,8	-	1812,0	-	1882,0	-	1960,1
7	Добыча жидкости	тыс.т	1041,3	1092,4	1048,7	1336,8	1059,1	1377,4	1267,7	1392,5	1499,8	1614,8
8	из новых скважин	тыс.т	-	1092,4	-	8,0	-	1332,8	-	1388,2	-	1614,1
9	из переходящих скважин	тыс.т	-	0,0	-	62,4	-	44,6	-	4,3	-	0,7
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	12375,8	12426,9	13424,5	13763,7	14483,6	15141,1	16368,8	16533,6	17868,6	18147,7
11	Среднегодовая обводненность	%	91,8	92,7	92,1	93,6	92,2	94,0	94,5	94,9	94,5	95,2
12	из новых скважин	%	-	-	-	95,3	-	94,4	-	56,9	-	51,6
13	из переходящих скважин	%	-	92,7	-	96,0	-	93,9	-	95,1	-	95,2
14	Темп отбора от НИЗ	%	1,7	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	1,4	1,4	1,6	1,5
15	Темп отбора от ТИЗ	%	7,4	6,9	7,7	8,0	8,4	8,4	7,7	7,8	9,9	9,3
16	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	39,695	37,3	35,652	36,2	31,443	33,601	26,7	21,734	31,7	27,715
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м ³	1308,366	1305,9	1344,018	1342,1	1375,5	1375,7	1401,2	1397,4	1432,9	1425,1
18	Закачка рабочего агента	тыс.м ³	949,9	1120,3	970,2	1295,3	967,4	1418,4	1124,1	1538,6	1328,1	1675,6
19	в т.ч.: воды	тыс.м ³	-	1120,3	-	1295,3	-	1418,4	-	1538,6	-	1675,6
20	полимерного раствора	тыс.м ³	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0
21	Накопленная закачка рабочего агента	тыс.м ³	12797,6	12968,0	13767,8	14263,3	14735,2	15681,7	16663,2	17220,3	17991,4	18895,9
22	в т.ч.: воды	тыс.м ³	-	12003,2	-	13298,5	-	14716,9	-	16255,5	-	17931,0
23	полимерного раствора	тыс.м ³	-	964,8	-	964,8	-	964,8	-	964,8	-	964,8
24	Ввод добывающих скважин, в т.ч.	ед.	2	1,0	2	3,0	1	0,0	0,0	3	2,0	5,0
25	из бурения	ед.	0	0,0	0	1,0	0	0,0	0,0	0	0,0	1,0
26	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	1,0	1	3,0	0	5,0	0,0	4	2,0	2,0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	42	40,0	43	40,0	44	35,0	38,0	34,0	40,0	37,0
28	в т.ч. действующих	ед.	42	38,0	43	39,0	44	35,0	38,0	34,0	40,0	37,0
29	Ввод нагнетательных скважин	ед.	4	4,0	0	2,0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
30	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	4	0,0	0	0,0	0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	14	14,0	14	16,0	14	13,0	14,0	13,0	14,0	14,0
32	в т.ч. действующих	ед.	14	14,0	14	16,0	14	13,0	14,0	13,0	14,0	15,0
33	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	5,9	6,0	5,5	6,3	5,4	6,3	5,2	6,0	6,1	7,1
34	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	71,5	82,1	69,5	98,7	69,4	104,4	93,9	118,5	110,8	148,1
35	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	-	0,0	-	0,9	-	9,2	-	12,8	-	2,3
36	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	-	0,0	-	23,6	-	165,2	-	29,7	-	4,7
37	Средняя приемистость	м ³ /сут	180,7	285,1	199,9	261,4	199,3	292,7	231,5	340,9	273,6	340,8
38	Коэффициент использования добывающих скв.	д.ед.	0,95	0,89	0,96	0,88	0,95	0,84	1,0	0,73	1,0	0,68
39	Коэффициенты эксплуатации добывающих скв.	д.ед.	0,95	0,93	0,96	0,92	0,95	0,95	1,0	0,93	1,0	0,80
40	Коэффициент использования нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,90	0,95	0,93	0,95	0,83	1,0	0,62	1,0	0,66
41	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,90	0,95	0,93	0,95	0,88	1,0	0,62	1,0	0,66
42	Текущий КИН	д.ед.	0,298	28,3	0,304	28,9	0,310	29,5	0,3	30,0	0,3	30,5
43	Газовый фактор	м ³ /т	465	467,5	431	425,3	379	404,2	383,3	308,2	385,0	356,8
44	Выработка запасов	%	78,9	78,8	80,5	80,5	82,2	82,1	83,5	83,5	85,1	85,0

Таблица 3.2.33 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки I объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	39,6	39,8	33,1	35,6	29,7	36,3	20,3	34,6	28,0	35,1
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,00	0,0	2,92	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	1,00
3	из переходящих скважин	тыс.т	39,6	39,8	33,1	32,7	29,7	36,3	20,3	34,6	28,0	34,1
4	мехспособом	тыс.т	-	39,8	-	35,3	-	36,3	-	34,6	-	35,6
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1437,6	1437,7	1470,6	1473,4	1503,1	1509,7	1524,2	1544,3	1552,2	1579,4
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	725,1	-	760,4	-	796,7	-	831,3	-	866,9
7	Добыча жидкости	тыс.т	649,3	681,6	649,8	711,9	654,4	705,3	637,7	677,0	749,4	813,0
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	649,3	681,6	649,8	703,9	654,4	705,3	637,7	677,0	749,4	812,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	6653,1	6685,3	7302,9	7397,2	8051,6	8102,5	8739,7	8779,5	9489,1	9592,5
11	Среднегодовая обводненность	%	93,9	94,2	94,9	95,0	95,5	94,8	96,8	94,9	96,3	95,7
12	из новых скважин	%	-	-	-	95,3	-	-	-	-	-	-
13	из переходящих скважин	%	93,9	94,2	94,9	95,0	95,5	94,9	96,8	94,9	96,3	95,9
14	Темп отбора от НИЗ	%	2,6	2,2	1,8	1,9	1,6	2,0	1,1	1,9	1,5	1,9
15	Темп отбора от ТИЗ	%	25,9	9,1	29,1	9,0	8,2	10,1	6,3	10,6	9,7	11,3
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	16,8	18,6	14,0	16,030	12,081	15,991	8,074	6,379	11,217	11,882
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	397,2	398,9	411,2	414,961	427,0	431,0	435,5	437,3	446,7	449,2
18	Закачка рабочего агента	тыс.м³	619,4	632,7	616,0	604,3	613,0	624,0	493,7	787,1	582,7	929,5
19	в т.ч.: воды	тыс.м³	-	632,7	-	604,3	-	624,0	-	787,1	-	929,5
20	полимерного раствора	тыс.м³	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0
21	Накопленная закачка рабочего агента	тыс.м³	8319,5	8332,9	8935,6	8937,2	9550,2	9561,2	10050,3	10348,3	10633,1	11277,8
22	в т.ч.: воды	тыс.м³	-	7368,1	-	7972,4	-	8596,4	-	9383,5	-	10313,0
23	полимерного раствора	тыс.м³	-	964,8	-	964,8	-	964,8	-	964,8	-	964,8
24	Компенсация отборов текущая	%	96,3	93,9	96,5	86,3	95,5	89,9	79,6	118,2	79,7	116,8
25	Компенсация отборов накопленная	%	115,1	114,8	113,6	112,3	111,1	110,5	108,5	111,1	106,4	111,5
26	Ввод добывающих скважин, в т.ч.	ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
27	из бурения	ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0
28	из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	1	3	0	1	1	2
30	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	21	21	20	22	21	21	20	19	20	18
31	в т.ч. действующих	ед.	21	21	20	22	21	21	20	19	20	18
32	Ввод нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
33	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7
35	в т.ч. действующих	ед.	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7
36	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	5,4	5,2	4,7	4,6	4,2	4,7	2,8	4,9	4,0	6,1
37	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	89,2	89,7	91,5	92,3	91,9	90,7	87,8	96,8	108,1	141,5
38	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	23,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4
40	Средняя приемистость	м³/сут	357,2	268,7	355,3	255,7	353,6	272,6	284,7	317,6	336,1	380,3
41	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	-	2,9-14,5	-	2,32-13,3	-	0,0	-	2,32-13,4	-	0,0
42	Среднее пластовое давление	МПа	-	14,0	-	15,4	-	0,0	-	16,3	-	0,0
43	Коэффициент использования добывающих скв.	д.ед.	0,96	0,99	0,96	0,96	0,95	0,98	0,95	0,97	0,95	0,78
44	Коэффициенты эксплуатации добывающих скв.	д.ед.	0,97	0,99	0,97	0,96	0,95	0,98	0,95	0,97	0,95	0,82
45	Коэффициент использования нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,92	0,95	0,95	0,95	0,89	0,95	0,75	0,95	0,77
46	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,92	0,95	0,95	0,95	0,91	0,95	0,75	0,95	0,77
47	Текущий КИН	д.ед.	0,273	0,273	0,279	0,280	0,285	0,286	0,289	0,293	0,294	0,300
48	Газовый фактор	м³/т	424	467	424	450	407	440	398	185	400	338
49	Выработка запасов	%	78,4	78,4	80,2	80,3	81,9	82,3	83,1	84,2	84,6	86,1

Таблица 3.2.34 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки II объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	1,9	2,0	1,3	2,1	0,9	1,9	1,4	0,5	1,1	0,5
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	1,9	2,0	1,3	2,1	0,9	1,9	1,4	0,5	1,1	0,5
4	мехспособом	тыс.т	-	2,0	-	2,1	-	1,9	-	0,5	-	0,5
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	92,7	92,8	94,0	94,9	94,9	96,8	98,2	97,4	99,3	97,9
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	80,2	-	82,4	-	84,3	-	84,8	-	85,3
7	Добыча жидкости	тыс.т	2,8	2,0	2,8	2,2	2,8	2,0	2,8	0,6	2,9	0,6
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	2,8	2,0	2,8	2,2	2,8	2,0	2,8	0,6	2,9	0,6
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	133,1	132,4	135,9	134,6	138,7	136,6	140,0	137,2	142,9	137,8
11	Среднегодовая обводненность	%	32,4	3,3	53,4	1,6	67,8	3,8	51,0	8,1	60,8	17,1
12	из новых скважин	%	-	-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	1,0
13	из переходящих скважин	%	-	3,3	-	1,6	-	3,8	-	8,1	-	17,1
14	Темп отбора от НИЗ	%	1,8	1,8	1,3	2,0	0,9	1,8	1,3	0,5	1,1	0,5
15	Темп отбора от ТИЗ	%	36,1	11,4	39,0	14,0	44,2	14,5	10,2	4,8	11,5	5,1
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	0,2	0,198	0,1	0,215	0,1	0,19	0,135	0,04	0,114	0,04
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	17,4	17,426	17,6	17,641	17,7	17,8	17,965	17,876	18,078	17,914
18	Закачка рабочего агента	тыс.м³	1,8	14	3,3	22	3,1	3,7	3,5	0,0	3,5	4,3
19	Накопленная закачка рабочего агента	тыс.м³	1,8	14,3	5,1	36,0	39,1	39,8	43,3	39,8	46,8	44,1
20	Компенсация отборов текущая	%	50,0	420	100,0	596	100,0	114	100,0	0	100,0	455
21	Компенсация отборов накопленная	%	1,0	7,4	2,9	18,2	21,6	20	23,6	20	25,0	22
22	Ввод новых добывающих скважин, в т.ч.	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1
27	в т.ч. действующих	ед.	2	2	2	2	2	1	2	1	2	1
28	Ввод нагнетательных скважин	ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	в т.ч. действующих	ед.	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
32	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	2,7	4,5	1,9	4,7	1,3	4,9	2,0	3,3	1,6	5,2
33	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	4,0	4,7	4,0	4,7	4,0	5,1	4,0	3,6	4,2	6,2
34	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средняя приемистость	м³/сут	9,9	126,3	9,6	60,9	9,0	18,3	10,2	0,0	10,1	19,2
37	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа		1,1-11,5		1,2-12,9		0,0		1,2-12,10		0,0
38	Среднее пластовое давление	МПа		-		-		-		-		-
39	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,96	0,60	0,94	0,63	0,95	0,76	0,95	0,44	0,95	0,27
40	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	0,60	0,95	0,63	0,95	0,76	0,95	0,44	0,95	0,27
41	Текущий КИН	д.ед.	0,206	0,207	0,209	0,211	0,211	0,216	0,219	0,217	0,221	0,218
42	Газовый фактор	м³/т	99	100	100	100	100	100	100	82	100	75
43	Выработка запасов	%	85,8	85,8	87,0	87,8	87,8	89,6	90,8	90,1	91,9	90,5

Таблица 3.2.35 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки III объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	12,5	10,4	14,9	8,8	15,8	6,9	16,5	6,6	19,6	9,8
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	12,5	10,4	14,9	6,1	15,8	6,9	16,5	6,6	19,6	9,8
4	мехспособом	тыс.т	-	10,4	-	8,8	-	6,9	-	6,1	-	0,0
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	409,1	407,0	424,0	415,8	431,6	422,7	447,6	429,3	467,2	439,1
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	294,7	-	303,5	-	310,4	-	316,5	-	0,0
7	Добыча жидкости	тыс.т	37,9	24,8	40,6	25,3	41,5	22,2	49,6	30,7	70,9	39,9
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	1,6	0,0	6,7	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	37,9	24,8	40,6	19,9	41,5	20,6	49,6	24,0	70,9	39,9
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	714,6	701,4	755,2	726,7	768,2	749,0	816,8	779,6	887,7	819,5
11	Среднегодовая обводненность	%	67,0	58,0	63,3	65,1	61,9	69,1	66,7	78,4	72,4	75,5
12	из новых скважин	%	-	-	-	50,5	-	-	-	-	-	-
13	из переходящих скважин	%	67,0	58,0	63,3	69,1	61,9	69,1	66,7	78,4	72,4	75,5
14	Темп отбора от НИЗ	%	2,1	1,7	2,5	1,5	2,6	1,1	2,7	1,1	3,3	1,6
15	Темп отбора от ТИЗ	%	6,1	5,1	7,7	4,3	8,6	3,5	9,3	3,6	11,4	5,5
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	10,7	7,2	10,3	4,5	8,3	2,9	7,9	1,2	9,4	2,2
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	85,6	82,1	95,8	86,5	94,9	89,4	101,460	90,7	110,865	92,9
18	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	45,8	37,7	50,3	38,5	51,9	58,7	60,0	13,9	82,7	25,4
19	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	402,5	394,4	452,8	432,9	484,8	491,6	550,8	505,5	633,5	530,9
20	Компенсация отборов текущая	%	100,0	122,0	100,0	127,2	100,0	225,9	100,0	40,9	100,0	56,4
21	Компенсация отборов накопленная	%	41,8	41,6	44,8	44,3	47,1	49,0	50,7	48,7	54,3	49,0
22	Ввод добывающих скважин, в т.ч.	ед.	1	0	2	2	0	1	0	4	2	2
23	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из консервации	ед.	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0
25	из другого объекта	ед.	1	0	2	1	0	1	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	1	1	2	0	2	0	3	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	8	6	9	6	9	5	7	6	9	0
28	в т.ч. действующих	ед.	8	5	9	6	9	5	7	6	9	0
29	Ввод нагнетательных скважин		1	1	2	1	0	0	0	1	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин		1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед	2	2	4	3	4	3	3	3	3	0
32	в т.ч. действующих	ед.	2	2	4	3	4	1	3	3	3	0
33	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	4,5	6,0	4,8	4,6	5,1	4,1	6,8	4,4	7,0	0,0
34	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	13,7	14,3	13,1	13,3	13,3	13,1	20,5	20,2	25,4	0,0
35	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0,0	0,00	0,0	7,20	0,0	3,96	0,0	8,65	0,0	0,00
36	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0,0	0,00	0,0	14,55	0,0	12,10	0,0	27,80	0,0	0,00
37	Средняя приемистость	м³/сут	66,0	78,2	36,3	57,3	37,4	93,6	57,7	41,6	79,5	0,0
38	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	≥11,4	2,1-12,4	≥11,4	1,2-14,3	≥11,4	1,2-14,3	≥11,4	1,2-14,4	≥11,4	0,0
40	Среднее пластовое давление	МПа		4,7		6,7		0,0		0,0		0,0
41	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,89	0,73	0,90	0,82	0,95	0,86	0,95	0,80	0,95	0,00
42	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	0,79	0,95	0,82	0,95	0,86	0,95	0,80	0,95	0,00
43	Коэффициент использования нагнетательных скв.	д.ед.	-	0,88	-	0,85	-	0,57	-	0,23	-	0,00
44	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв.	д.ед.	-	0,88	-	0,85	-	0,74	-	0,23	-	0,00
45	Текущий КИН	д.ед.	0,178	0,177	0,184	0,181	0,188	0,184	0,195	0,187	0,203	0,191
46	Газовый фактор	м³/т	854	689	689	507	528	423	479	188	480	223
47	Выработка запасов	%	68,1	67,8	70,6	69,2	71,9	70,4	74,5	71,5	77,8	73,1

Таблица 3.2.36 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки IV объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	3,2	2,8	2,4	4,0	1,7	3,3	1,6	3,6	1,0	2,5
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	3,2	2,8	2,4	4,0	1,7	3,3	1,6	3,6	1,0	1,5
4	мехспособом	тыс.т	-	2,8	-	4,0	-	3,3	-	2,5	-	0,0
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	81,1	80,7	83,5	84,7	86,4	88,0	88,8	91,6	89,8	94,1
6	мехспособом	тыс.т	-	42,2	-	46,2	-	49,6	-	53,1	-	55,7
7	Добыча жидкости	тыс.т	7,1	6,0	7,1	7,7	7,1	6,5	6,9	7,7	6,7	7,8
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	7,1	6,0	7,1	7,7	7,1	6,5	6,9	7,7	6,7	6,8
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	105,6	104,5	112,8	112,2	119,3	118,7	126,1	126,4	132,7	133,9
11	Среднегодовая обводненность	%	54,9	54,2	66,2	47,8	76,1	49,0	76,8	53,6	84,3	67,3
12	из новых скважин	%	-	-	-	-	-	0,0	-	0,0	-	0,0
13	из переходящих скважин	%	54,9	54,2	66,2	47,8	76,1	48,9	76,8	48,9	84,3	48,9
14	Темп отбора от НИЗ	%	2,6	2,2	1,9	3,2	1,4	2,7	1,3	2,9	0,8	2,1
15	Темп отбора от ТИЗ	%	7,0	6,0	5,6	9,4	4,4	7,8	4,5	9,2	3,3	6,9
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	1,90	1,66	1,42	2,398	1,00	2,00	0,80	0,94	0,52	0,45
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	28,0	27,8	29,4	30,156	31,2	32,2	32,191	33,1	32,712	32,6
18	Ввод новых добывающих скважин, в т.ч.	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
19	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20	из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
24	в т.ч. действующих	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
25	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	9,1	7,6	6,8	10,9	4,8	9,2	4,6	9,9	3,0	5,6
26	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	20,6	16,5	20,6	21,0	20,6	18,0	19,9	21,4	19,2	17,0
27	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0	-	0	-	0	-	-	-	0	-
28	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0	-	0	-	0	-	-	-	0	-
29	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	≥15,5	4,4-5,5	≥15,5	4,9-5,5	≥15,5	-	≥15,5	4,9-5,6	≥15,5	-
30	Среднее пластовое давление	МПа		-		-		-		-		-
31	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,88
32	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	1,00	0,95	1,00	0,95	0,99	0,95	0,98	0,95	0,88
33	Текущий КИН	д.ед.	0,362	0,360	0,373	0,378	0,386	0,393	0,396	0,409	0,401	0,420
34	Газовый фактор	м³/т	594	600	591	600	585	600	501	262	500	178
35	Выработка запасов	%	65,7	65,4	67,7	68,6	70,0	71,3	72,0	74,2	72,8	76,3
36	Удельные ост. извл. запасы нефти на 1 скв.	тыс.т/скв	6,2	6,6	3,8	2,6	0,9	-0,7	-1,5	-3,6		

Таблица 3.2.37 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки V объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	4,8	5,2	3,8	4,6	3,0	3,9	1,7	1,1	1,4	2,3
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	4,8	5,2	3,8	4,6	3,0	3,9	1,7	1,1	1,4	2,3
4	мехспособом	тыс.т	-	5,2	-	4,6	-	0,0	-	0,0	-	0,0
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	81,7	81,1	85,5	85,7	88,7	89,6	91,2	90,7	92,6	92,9
6	мехспособом	тыс.т	-	60,9	-	65,5	-	65,5	-	65,5	-	65,5
7	Добыча жидкости	тыс.т	24,1	29,2	24,1	26,97	24,1	25,2	17,4	25,0	16,9	32,8
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	24,1	29,2	24,1	27,0	24,1	25,2	17,4	21,4	16,9	32,8
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	201,6	206,7	225,7	233,7	257,8	258,8	272,9	283,9	289,8	316,7
11	Закачка рабочего агента	тыс.м³	13,7	48,7	26,6	75,8	25,9	70,5	17,9	64,5	17,3	56,5
12	Накопленная закачка рабочего агента	тыс.м³	13,7	48,7	40,3	124,5	150,4	195,0	177,7	259,5	195,0	316,0
13	Компенсация отборов текущая	%	49,9	140,8	100,2	239,1	100,2	242,8	98,1	255,5	98,4	165,1
14	Компенсация отборов накопленная	%	5,1	16,2	13,7	37,4	46,0	53,9	51,7	67,0	54,0	75,0
17	Среднегодовая обводненность	%	80,2	82,3	84,3	82,9	87,6	84,4	90,5	95,7	91,8	93,1
18	из новых скважин	%	-	-	-	-	-	-	-	91,5	-	-
19	из переходящих скважин	%	80,2	82,3	84,3	82,9	87,6	84,4	90,5	96,4	91,8	93,1
20	Темп отбора от НИЗ	%	4,9	5,2	3,9	4,7	3,0	4,0	1,7	1,1	1,4	2,3
21	Темп отбора от ТИЗ	%	21,2	22,8	21,8	26,5	23,4	30,5	19,1	12,1	17,8	29,1
22	Добыча нефтяного газа	млн. м³	5,13	3,374	4,06	3,693	3,20	2,3	1,32	0,7	1,11	1,4
23	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	44,4	42,662	48,5	46,355	49,6	48,7	50,0	49,4	51,1	50,7
24	Ввод новых добывающих скважин, в т.ч.	ед.	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
25	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	из консервации	ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	1	0	1	0	2	0	0
29	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	3	4	3	3	3	2	2	1	2	2
30	в т.ч. действующих	ед.	3	3	3	3	3	2	2	1	2	2
31	Ввод нагнетательных скважин	ед.	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
34	в т.ч. действующих	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
35	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	4,6	4,8	3,6	4,5	2,9	5,0	2,4	2,1	2,0	4,0
36	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	23,2	27,0	23,2	26,5	23,2	32,0	25,1	48,9	24,4	57,2
37	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0	-	0	-	0	-	0	2	0	-
38	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0	-	0	-	0	-	0	21	0	-
39	Средняя приемистость	м³/сут	34,2	184	38,3	119	37,3	109	25,8	104	24,9	93
40	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	≥15,3	5,2-15,3	≥15,3	5,0-11,2	≥15,3	5,2-15,4	≥15,3	5,0-11,3	≥15,3	5,2-15,5
41	Среднее пластовое давление	МПа		-		-		-		-		-
42	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,95	0,99	0,95	0,93	0,95	0,96	0,95	0,93	0,95	0,86
43	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	0,99	0,95	0,93	0,95	0,96	0,95	0,93	0,95	0,86
44	Текущий КИН	д.ед.		0,72		0,91		0,88		0,85		0,83
45	Газовый фактор	м³/т		0,72		0,91		0,88		0,85		0,83
46	Выработка запасов	%	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	26,4	31,7

Таблица 3.2.38 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки VI объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДА									
			2021		2022		2023		2024		2025	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	23,0	19,5	25,7	29,9	27,3	30,7	28,3	24,0	31,2	25,7
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	23,0	19,5	21,4	29,9	27,3	30,7	28,3	24,0	31,2	25,7
4	мехспособом	тыс.т	-	19,5	-	29,9	-	30,7	-	24,0	-	25,7
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1856,1	1850,5	1881,7	1880,4	1909,0	1911,1	1941,0	1935,1	1972,2	1960,8
6	мехспособом	тыс.т	-	431,5	-	461,3	-	492,0	-	516,1	-	541,8
7	Добыча жидкости	тыс.т	316,7	348,7	320,0	562,9	317,8	616,0	553,4	651,4	652,9	718,5
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	53,1	0,0	0,0	41,1	0,0	35,9	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	316,7	348,7	266,9	562,9	317,8	574,9	553,4	615,5	652,9	718,5
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	4534,3	4566,3	4854,3	5129,2	5172,1	5745,1	6243,2	6396,5	6896,1	7115,0
11	Среднегодовая обводненность	%	92,7	94,4	92,0	94,7	91,4	95,0	94,9	96,3	95,2	96,4
12	из новых скважин	%	-	-	92,0	-	-	100,0	-	100,0	-	-
13	из переходящих скважин	%	92,7	94,4	92,0	94,7	91,4	94,7	94,9	96,1	95,2	96,4
14	Темп отбора от НИЗ	%	1,0	0,9	1,2	1,3	1,2	1,4	1,3	1,1	1,4	1,2
15	Темп отбора от ТИЗ	%	5,8	5,0	6,8	7,6	7,9	8,9	9,0	7,6	10,7	8,8
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	4,9	6,249	5,4	9,373	5,8	10,197	8,5	12,419	9,4	11,596
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	729,7	731,039	735,1	740,412	740,9	750,609	758,1	763,028	767,4	774,624
18	Закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	269,3	386,9	274,0	554,9	273,5	661,4	548,9	673,1	642,0	659,9
19	Накопленная закачка рабочего агента (воды)	тыс.м³	4060,1	4177,8	4334,1	4732,7	4607,6	5394,1	5841,0	6067,2	6483,0	6727,1
20	Компенсация отборов текущая	%	82,3	109,1	82,3	97,2	82,3	106,2	98,0	103,5	97,5	92,1
21	Компенсация отборов накопленная	%	65,9	67,5	66,7	70,0	67,5	73,1	74,0	75,6	75,9	76,9
22	Ввод добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
23	в т.ч. из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	из другого объекта	ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
25	из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28	в т.ч. действующих	ед.	6	6	6	5	6	6	6	6	6	6
29	Ввод нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
30	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд нагнетательных скважин на конец года	ед.	4	2	2	3	2	3	3	3	3	3
32	в т.ч. действующих	ед.	4	2	2	3	2	3	3	3	3	3
33	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	11,1	9,3	12,3	14,3	13,1	14,3	13,6	11,2	15,0	12,9
34	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	152,2	166,4	153,8	270,0	152,7	287,4	266,0	302,8	313,8	361,2
35	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	264,9	0,0	386,2	0,0	0,0
37	Средняя приемистость	м³/сут	388,3	540,4	395,1	599,3	394,4	612,4	527,7	622,1	617,1	660,6
38	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	≥15,2	4,9-16,2	≥15,2	1,59-15,9	≥15,2	4,9-16,3	≥15,2	1,59-15,10	≥15,2	4,9-16,4
40	Среднее пластовое давление	МПа	-	18,0	-	19,9	-	21,8	-	23,7	-	25,6
41	Коэффициент использования добывающих скв.	д.ед.	0,95	0,82	0,95	0,95	0,95	0,98	0,95	0,98	0,95	0,91
42	Коэффициенты эксплуатации добывающих скв.	д.ед.	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,98	0,95	0,98	0,95	0,91
43	Коэффициент использования нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,98	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,74	0,95	0,70
44	Коэффициенты эксплуатации нагнетательных скв.	д.ед.	0,95	0,98	0,95	0,95	0,95	0,99	0,95	0,74	0,95	0,70
45	Текущий КИН	д.ед.	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4
46	Газовый фактор	м³/т	0,443	0,442	0,449	0,449	0,456	0,456	0,463	0,462	0,471	0,468
47	Выработка запасов	%	212	320	212	314	212	332	300	517	300	451
48	Удельные ост. извл. запасы нефти на 1 скв.	тыс.т/скв	83,4	83,1	84,5	84,5	85,8	85,9	87,2	86,9	88,6	88,1

Таблица 3.2.39 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки VII объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ					
			2022		2023		2024	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	1,3	0,0	1,3	0,0	1,3	0,0
2	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	1,3	0,0	1,3	0,0	1,3	0,0
4	мехспособом	тыс.т	-	0,0	-	0,0	-	0,0
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	12,6	11,3	14,0	11,3	14,0	11,3
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	1,9	-	1,9	-	1,9
7	Добыча жидкости	тыс.т	2,8	0,0	2,8	0,0	2,8	0,0
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	2,8	0,0	2,8	0,0	2,8	0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	24,9	20,0	27,7	20,0	27,7	20,0
11	Среднегодовая обводненность	%	53,6	-	52,4	-	52,4	-
12	из новых скважин	%	-	-	-	-	-	-
13	из переходящих скважин	%	53,6	-	52,4	-	52,4	-
14	Темп отбора от НИЗ	%	8,5	0,0	8,6	0,0	8,6	0,0
15	Темп отбора от ТИЗ	%	8,5	0,0	8,6	0,0	8,6	0,0
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	0,2	0,00	0,2	0,00	0,2	0,00
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	3,8	3,6	4,1	3,6	4,1	3,6
18	Ввод новых добывающих скважин, в т.ч.	ед.	1	0	0	0	0	0
19	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0
20	из другого объекта	ед.	1	0	0	0	0	0
21	из консервации	ед.	0	0	0	0	0	0
22	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	0	1	0	1	0
24	в т.ч. действующих	ед.	1	0	1	0	1	0
25	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	5,7	-	3,9	-	3,9	-
26	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	8,1	-	8,1	-	8,1	-
27	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	0,0	-	0,0	-	0,0	-
28	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	0,0	-	0,0	-	0,0	-
29	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	-	-	-	-	-	-
30	Среднее пластовое давление	МПа	-	-	-	-	-	-
31	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,95	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00
32	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00
33	Текущий КИН	д.ед.	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2
34	Газовый фактор	м³/т	0,042	0,038	0,047	0,038	0,047	0,038
35	Выработка запасов	%	184	-	183	-	183	-
36	Удельные ост. извл. запасы нефти на 1 скв.	тыс.т/скв	81,4	73,0	90,1	73,0	90,3	73,0

Таблица 3.2.40 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки VIII объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	ГОДЫ							
			2021		2022		2023		2024	
			проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти, в т.ч.	тыс.т	0,49	0,0	0,38	0,0	0,38	0,0	0,00	0,0
2	из новых скважин	тыс.т	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
3	из переходящих скважин	тыс.т	0,49	0,0	0,38	0,0	0,38	0,0	0,00	0,0
4	мехспособом	тыс.т	-	0,0	-	0,0	-	0,0	-	0,0
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	7,4	6,94	7,8	6,94	8,2	6,94	6,94	6,94
6	в т.ч. мехспособом	тыс.т	-	6,68	-	6,68	-	6,68	-	6,68
7	Добыча жидкости	тыс.т	1,3	0,00	1,3	0,00	1,3	0,00	0,0	0,00
8	из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	из переходящих скважин	тыс.т	1,3	0,0	1,3	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0
10	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	тыс.т	10,9	9,6	12,2	9,6	12,2	9,6	9,6	9,6
11	Среднегодовая обводненность	%	62,8	-	70,6	-	70,6	-	-	-
12	из новых скважин	%	-	-	-	-	-	-	-	-
13	из переходящих скважин	%	62,8	-	70,6	-	70,6	-	-	-
14	Темп отбора от НИЗ	%	5,8	0,0	4,5	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0
15	Темп отбора от ТИЗ	%	54,5	0,0	35,6	0,0	55,2	0,0	0,0	0,0
16	Добыча нефтяного газа	млн. м³	0,11	0,00	0,08	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00
17	Накопленная добыча нефтяного газа	млн. м³	2,4	2,28	2,5	2,28	2,5	2,279	2,279	2,279
18	Ввод новых добывающих скважин, в т.ч.	ед.	1	0	0	0	0	0	0	0
19	из бурения	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
20	из другого объекта	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	1	0	1	0	1	0	0	0
23	в т.ч. действующих	ед.	1	0	1	0	1	0	0	0
24	Среднегодовой дебит нефти	т/сут	1,4	-	3,8	-	3,8	-	0,0	-
25	Среднегодовой дебит жидкости	т/сут	1,1	-	3,8	-	3,8	-	0,0	-
26	Средний дебит нов. скв. по нефти	т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Средний дебит нов. скв. по жидкости	т/сут	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Среднее давление на забоях добывающих скв.	МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
29	Среднее пластовое давление	МПа	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Коэффициент использования фонда	д.ед.	0,96	0,00	0,27	0,00	0,27	0,00	-	0,00
31	Коэффициент эксплуатации скважин	д.ед.	0,95	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00	0,95	0,00
32	Текущий КИН	д.ед.	0,014	0,013	0,014	0,013	0,015	0,013	0,013	0,013
33	Газовый фактор	м³/т	214,3	-	218,4	-	218,4	-	-	-
34	Выработка запасов	%	87,4	81,7	91,9	81,7	96,4	81,7	81,6	81,7

3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей разработки

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки месторождения Нуралы, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта. Она базируется всей геолого-геофизической и геолого-промысловой информации полученной по результатам бурения скважин по состоянию изученности на 01.01.2023г. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из зон различной продуктивности с линейным размером d , а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, характеризующие процесс вытеснения нефти (двухфазность потока, различие вязкостей нефти и закачиваемого агента, явление языкообразования, начальное положение ВНК и др.). Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное комплексное распределение.

На базе полученного распределения строятся нормированные функции распределения $Y(x)$ и связанные с ней функции плотности $y(x)$ и производительности $W(x)$.

После чего, используя схему Стайлза, представляющую собой прямую пропорциональную зависимость между проницаемостью, скоростью вытеснения и путем, пройденным фронтом вытеснения, рассчитывают параметры K_3 , F – суммарные отборы нефти и жидкости в долях от подвижных запасов нефти и A – долю вытесняющего агента в текущем дебите. Далее, с учетом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Построение расчетных моделей для месторождения проводилось на основании прямых определений следующих параметров модели:

V_z^2 – зональная неоднородность по удельной продуктивности на единицу толщины пластов между соседними скважинами;

V_n^2 – неоднородность пластов по проницаемости;

$V_{\text{я}}^2$ – неоднородность сетки скважин по языкообразованию;

$K_{\text{прод.ср.}}$ – среднее значение коэффициента продуктивности скважин;

$K_{\text{пр.ср.}}$ – среднее значение проницаемости.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем эффективном применении и постоянном ее совершенствовании, благодаря

использованию: действенных математических идей и методов; расчетной схемы точечно-сосредоточенных фильтрационных сопротивлений; функции распределения универсального типа и приемов их преобразования и объединения; обоснования взаимной независимости действующих факторов; характеристики функций распределения начальными моментами различного порядка неоднородностей и т.д. Расчетная модель позволяет определять технологические показатели разработки как для режима истощения, так и для этапа поддержания пластового давления путем закачки газа, воды в пласт, с учетом порядка и темпа разбуривания и ввода скважин в эксплуатацию, фактической плотности сетки скважин, режимов эксплуатации скважин.

Построение расчетной модели для месторождения Нуралы проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функцией распределения проницаемости по пластам и характером насыщении разреза. При этом также учитывались данные о физических свойствах пластовых нефти, воды и вытесняющих агентов. Средняя проницаемость выделенных объектов разработки была принята по результатам гидродинамических исследований скважин.

Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки

В пределах продуктивного горизонта при проведении прогнозирования дальнейшей разработки проводилась идентификация параметров модели по фактическим промысловым данным.

Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными, так называемое историческое сопоставление, свидетельствует о достаточной точности прогноза основных показателей разработки.

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_0(t)$ – фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти – определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_0(t)$ с учетом известного общего числа введенных в работу скважин $n_0(t)$. Параметр $q_0(t)$ – фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_0(t)$, определяется по формуле:

$$q_0(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_0(t)/Q_0(t)}$$

Определение параметра $Q_{F0}(t)$ – фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_0(t)$, $q_F(t)$, и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{F0}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{q_F(t)}$$

$$1 - qF(t) / q0(t)$$

где $qF(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр $q0(t)$, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем, на базе полученной модели выполняется прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

На месторождении Нуралы установлена промышленная нефтегазоносность нижненеокомских (М-I, М-II-1, М-II-3, М-II-4), верхнеюрских (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) и среднеюрских (Ю-IV) отложений.

Стратиграфически и тектоническими нарушениями месторождение условно делится на 3 участка - Западный, Центральный и Восточный Нуралы.

Горизонты М-I, М-II-3 и М-II-4 распространены в пределах Западного Нуралы, горизонт М-II-1 – в пределах Центрального Нуралы.

Верхнеюрские нефтяные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I-1, Ю-II-1+2, Ю-III-1, Ю-III-2а, Ю-III-2б установлены в Центральном и Восточном участках месторождения Нуралы, а среднеюрский горизонт Ю-IV распространен в краевых частях Восточного участка месторождения.

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически экранированным. По классификации, нефти горизонтов относятся к легким, к маловязким, смолистым и высокопарафинистым. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,798 до 0,837 г/см³.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов на месторождении выделяются 8 основных самостоятельных эксплуатационных объектов и 2 возвратных объект:

I объект - горизонты М-II-3, М-II-4 на участке Западный Нуралы;

II объект – горизонт М-II-1 на участке Центральный Нуралы;

III объект – горизонты Ю-0-1, Ю-0-2 на участке Центральный Нуралы;

IV объект – горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 на участке Западный Нуралы (р-н скв. №500);

V объект – горизонт Ю-I-1/2 на участке Центральный Нуралы;

VI объект – горизонт Ю-II-1 на участке Центральный Нуралы;

VII объект – горизонт Ю-III-1 на участке Центральный Нуралы;

Возвратный объект - горизонт Ю-III-2б на участке Центральный Нуралы;

VIII объект - горизонт Ю-IV-d на участке Восточный Нуралы;

Возвратный объект 2 - горизонт М-I на участке Западный Нуралы;

В таблице 3.4.1 приведены исходные геолого-физические характеристики по горизонтам эксплуатационных объектов.

Таблица 3.4.1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры	Объекты (Горизонты)														
	Западный Нуралы			Центральный Нуралы			Западный Нуралы			Центральный Нуралы					Вост.Нуралы
	Возвратный 2	I объект		II объект	III объект		IV объект			V объект		VI объект	VII объект	Возвратный	VIII объект
	М-I	М-II-4	М-II-3	М-II-1	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-0-1 (р-н скв.45)	Ю-0-2 (р-н скв.500)	Ю-I-2 (р-н скв.500)	Ю-I-1	Ю-I-2	Ю-II-1	Ю-III-1	Ю-III-26	Ю-IVd
Средняя глубина залегания, м	-1475	-1512,6	-1535	-1597,8	-1619	-1636,5	-1564	-1587,4	-1718	-1658,5	-1664,5	-1708,1	-1740,24	-1769,87	-1963,8
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонический литологически- экранированна я	пластовая сводовая, тектонически- экранированная		пластовая сводовая, тектонический литологически- экранированна я	пластовая сводовая, тектонически- и литологически- экранированная, русловая.		пластовая сводовая, стратиграфически- экранированная			пластовая сводовая, стратиграфически- экранированная		ластовая сводовая, тектонически- и литологически- экранированная		пластовая сводовая, стратиграфически - и тектонически- экранированная	
Площадь нефтеносности, тыс. м²	4116	10585	14482	4715	5202	4595	152	489	775	3121	3239	4539	1772	522	1342
Средняя общая толщина коллектора, м	1,2	3,15	9,14	2,34	11,4	15,4	5,3	5,2	2,9	3,7	6,4	18,5	4,52	11,45	12.48
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	1	2,56	6,55	1,98	11,4	5,2	3,2	3,3	2,5	3,5	2,5	11,6	3,55	3,7	14,43
Пористость, доли ед.	0,16	0,16	0,16	0,16	0,20	0,20	0,25	0,25	0,20	0,19	0,20	0,24	0,19	0,19	0,15
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,62	0,56	0,56	0,59	0,52	0,53	0,56	0,54	0,46	0,51	0,55	0,61	0,57	0,61	0,69
Проницаемость по керну, мкм²		0,6531	0,4966	0,2978	0,4424	0,8055	0,1124	0,2495	0,233	-	-	0,4745	-	-	0,0057
Проницаемость по ГДИС, мкм²		0,117		0,0423	0,0633		0,0787			0,0051		0,2811	1,3589	-	0,0211
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,1	0,28	0,39	0,07	0,28	0,41	0,18	0,17	0,14	0,35	0,41	0,68	0,38	0,64	0,38
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1	2,96	5,52	1,64	3,35	5,29	2,72	3,8	2,09	1,4	1,33	4,74	2,88	3,67	4,67
Коэффициент вытеснения, доли ед.		0,627	0,884	0,24	0,698	0,738	0,698	0,738	0,738	0,738	0,738	0,783	0,783	0,587	0,826
Пластовая температура, °С	74	79,3	80,0	82,1	82,7	83,0	82,7	83	83,9	83,9		84,8	85,5	86,1	96,2
Нач. пластовое давление, МПа	15,2	17,7		18,3	19,6		16,8			18,0		18,6	19,0	18,6	21,5
Текущее пластовое давление на ВНК, МПа		15,4		16,4	6,4		-			18,9		20,0	-	-	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,5	0,39	0,99	0,68	0,74	0,43	0,74	0,43	0,29	0,29		0,31	0,42	0,4	0,45
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см³	0,682	0,649	0,717	0,714	0,702	0,654	0,702	0,654	0,659	0,659		0,656	0,674	0,635	0,65
Плотность пластовой воды при 20°С, г/см³		1,052			1,051			1,049			1,054	1,060			1,056
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,457	1,517	1,336	1,203	1,334	1,505	1,334	1,505	1,489	1,489		1,557	1,462	1,588	1,52
Содержание серы в нефти, %	0,11	0,13	0,28	0,17	0,2	0,11	0,2	0,11	0,03	0,03		0,21	0,03	0,02	0,15
Содержание парафина в нефти, %	9,77	13,45	15,81	13,5	14,05	14,8	14,05	14,8	2,9	2,9		13,1	5,59	13,81	7,49
Давление насыщения нефти газом, МПа	13,6	16,8	9,21	8,75	11,3	15,5	11,3	15,5	15,2	15,2		15,2	15,7	16,4	17,9
Газосодержание нефти, м³/т	120	185,8	118,4	75,2	124	177,7	124	177,7	188,2	188,2		167,1	183,9	228,5	215,2
Средняя продуктивность, т/(сут·МПа)		53,7		17,56	16,7		17,5			7,3		198,2	195,3	-	9,3
Начальные геологические запасы нефти, тыс. т															
кат. В+С₁, тыс. т	100	5271		449	2301		224			608		4190	297	75	541
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т															
кат. В+С₁, тыс. т	17	1835		108,1	600,5		123,4			98,5		2226	15,5	9,9	8,5
КИН, доли ед.	0,170	0,348		0,241	0,261		0,551			0,162		0,531	0,052	0,132	0,016

3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов, в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи будет оставаться закачка попутно-добываемой воды с целью поддержания пластового давления по основным эксплуатационным объектам. С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 2 варианта разработки.

1 вариант (базовый) предусматривает дальнейшую разработку месторождения согласно ДПР-2024г, с вводом из наблюдательного фонда 2 скважин №№33, 200 на III объекте, ПВЛГ 3 скважин(№41 - III об., №43 - VI об.), проведением ИДН скважины №231 в 2027г, возобновление разработки VIII объекта, вводом из наблюдательного фонда скважины №401 в 2031г, также ввод в разработку Возвратного объекта переводом с VI объекта скважины №39. Ввод в разработку VII объекта переводом из наблюдательного фонда VIII объекта под добычу скважины №410, заменен переводом скважины №37 с наблюдательного фонда в 2029г, Проектный фонд добывающих и нагнетательных скважин по месторождению – 35 и 15 ед. соответственно.

2 вариант (рекомендуемый) включает все мероприятия 1 варианта. Дополнительно предусмотрены мероприятия по переводу в нагнетательный фонд 5 скважин: на I об. (№418 в 2026г), II об. (№32 -2027г), III об. (№219 в 2026г, №2 в 2027г) и IV об. (№419 в 2029г), одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) в скважине №83 III и V объекта, также предусмотрен ввод из наблюдательного фонда 2 скважин на II объекте №80 в 2027г и №9 в 2029г и 3 скважин на III объекте №151 в 2027г с проведением СКО и №№141, 217 в 2029г, бурение скважины №424 на IV объекте в 2026г, дострел в скважине №31Д на VI объекте и мероприятие по вводу скважины №415 на газовой залежи I объекта. Ввод Возвратного объекта 2 предусмотрен в 2026г вводом из наблюдательного фонда скважины №92.

Планируемые геолого-технические мероприятия по вариантам представлены в таблице 3.4.2 соответственно, в графических приложениях №№35-42 представлены карты пробуренных и проектных скважин месторождений по всем рассматриваемым вариантам.

Таблица 3.4.2 – Адресная программа ГТМ по месторождению Нуралы. Вариант 2

Скв	ГТМ	Год	Объект	ДПР 2026г	
				1 вариант	2 вариант
№200	Ввод из наблюдательного фонда	2026	3	+	+
№219	Перевод в нагнетательный фонд	2026	3		+
№83	ОРЗ	2026	3,5		+
№231	ИДН	2027	6	+	+
№78	ПВЛГ	2029	6	+	+
№81	Перевод из нагнетательного фонда 3 объекта	2030	6	+	+
№31 Д	Дострел	2029	6		+
№92	Ввод из наблюдательного фонда	2026	ВО2		+
№37	Ввод из наблюдательного фонда	2029	7	+	+
№401	Ввод из наблюдательного фонда	2031	8	+	+
№39	Перевод с 6 объекта	2032	ВО	+	+
№418	Перевод в нагнетательный фонд	2026	1		+
№32	Перевод в нагнетательный фонд	2027	2		+
№151	Ввод из наблюдательного фонда+СКО	2027	3		+
№2	Перевод в нагнетательный фонд	2027	3		+
№33	Ввод из наблюдательного фонда	2029	3	+	+
№419	Перевод в нагнетательный фонд	2029	4		+
№80	Ввод из наблюдательного фонда	2027	2		+
№9	Ввод из наблюдательного фонда	2029	2		+
№217	Ввод из наблюдательного фонда	2029	3		+
№141	Ввод из наблюдательного фонда	2029	3		+
№41	ПВЛГ	2031	3	+	+
№424	Бурение	2026	4		+
№43	ПВЛГ	2029	6	+	+
№415	Ввод из наблюдательного фонда	2026	1		+

Таблица 3.4.3 - Основные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработк и	Объекты					VI	VII	VIII	«ВО»	«ВО 2»
		I	II	III	IV	V					
Режим разработки	1	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	Естественный водонапорный	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	Естественный водонапорный	Естественный водонапорный	Естественный водонапорный	-
	2	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	Естественный водонапорный	водонапорный с внутриконтурным заводнением	водонапорный с внутриконтурным заводнением	Естественный водонапорный	Естественный водонапорный	Естественный водонапорный	Естественный водонапорный
Плотность сетки, га/скв	1	43	67	25	16	46	27	18	45	13	56
	2	43	67	25	13	46	27	18	45	13	56
Режим работы скважин											
добывающая	1	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$
	2	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$	$R_{заб} \geq 0,5 \cdot R_{нас}$
нагнетательная	1	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва
	2	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва	$R_{заб} < R_{гидроразры}$ ва
Коэффициент использования скважин, д.ед.											
добывающих	1	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	-	-	-
	2	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	1	1	1	1	-	1	1	-	-	-	-
	2	1	1	1	-	1	1	-	-	-	-
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.											
добывающих	1	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	-	-	-
	2	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	1	0,95	0,95	0,95	-	0,95	0,95	-	-	-	-
	2	0,95	0,95	0,95	-	0,95	0,95	-	-	-	-
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой агента, %	1	84-90	100	100-120	-	100-150	100	-	-	-	-
	2	84-90	100	100	-	100-150	100	-	-	-	-

3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В качестве основного метода воздействия эксплуатационных объектов предлагается метод поддержания пластового давления закачкой воды.

Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

В настоящем отчете для прогнозирования технологических показателей разработки эксплуатационных объектов использованы статистические методы. Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Данный метод прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности несовершенной скважины, которая при расчете дебитов нефти новых скважин опирается на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов и продуктивность скважин, полученную при проведении ГДИС, по следующей формуле:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.4.1)$$

где:

k – проницаемость, мД;

h – мощность интервала перфорации, м;

R_k – радиус контура, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор, доли ед.;

B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Средние значения проницаемости, оптимальной депрессии и других параметров взяты по результатам ГДИС рассчитываемой скважины или, при отсутствии

исследований, по соседним скважинам. При отсутствии необходимых параметров по соседним скважинам для расчета использовались средние значения по объектам.

Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти.

3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Обоснование охвата процессом вытеснения

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Для расчета составляющих коэффициента охвата процессом вытеснения использовались следующие формулы:

$$K_1 = k_1' \cdot k_1'',$$

где k_1' – коэффициент, показывающий возможную долю разбуривания и ввода в промышленную разработку разведанных геологических запасов водонефтяных зон. Часть геологических запасов нефти, расположенных в зонах залежи с малой эффективной толщиной, меньше некоторой минимальной $\left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1' = 1 - \left(\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} \right)^2,$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{эф.внз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)},$$

где A_2 – предельная весовая обводненность эксплуатационной скважины;

$\frac{\mu_B}{\mu_H}$ – соотношение вязкостей воды и нефти в пластовых условиях;

$\frac{\gamma_H}{\gamma_B}$ – соотношение удельных весов вытесняемой нефти и вытесняющей воды в

пластовых условиях.

k_1'' – коэффициент дренирования нефтяных пластов при данной сетке размещения

нагнетательных и добывающих скважин, учитывающий хаотическую прерывистость пластов:

$$k_1'' = \exp\left(-W^2 \cdot S \cdot \frac{m_p}{d^2}\right),$$

где m_p – число эксплуатационных рядов, находящихся в полосе между двумя нагнетательными рядами. При площадной и избирательной системе заводнения, если соотношение добывающих и нагнетательных скважин $m \leq 3$, то $m_p = 1$;

W – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, при взаимном совершенно хаотическом размещении зон пласта-коллектора и зон пласта неколлектора;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S – нефтеносная площадь залежи, приходящаяся на одну скважину, км².

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$k_B = k_1' \cdot k_1'' \cdot k_2 = k_1 \cdot k_2,$$

k_2 – коэффициент вытеснения, определяемый в лабораторных условиях на образцах керна при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Его величина зависит от различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, проявляющегося в возникновении капиллярных сил на контакте нефти и агента, и от хаотической микронеоднородности пористой среды.

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется по лабораторным исследованиям. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из модели пласта нефтесодержащей породы за счет фильтрации через нее воды до практически полного обводнения продукции. При этом условия вытеснения максимально приближаются к пластовым за счет использования модельных жидкостей с обязательным созданием и поддержанием пластовых давлений и температуры.

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта по всем рассматриваемым вариантам предусматривается фонд резервных скважин с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Количество скважин резервного фонда рекомендуется принять в объеме 10% от общего пробуренного фонда пробуренных скважин. Таким образом, при общем фонде пробуренных скважин месторождения 115 ед.,

количество резервных скважин составит 11 ед. Ввиду небольших различий по глубине объектов, конструкция скважин для каждого эксплуатационного объекта принята одинаковой. Номера для скважин резервного фонда следующие: №№419, 420, 421, 422, 423, 424, 425, 426, 427, 428, 429.

Необходимость бурения и местоположение резервных скважин будет определяться по результатам бурения проектных скважин основного фонда по всем эксплуатационным объектам.

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей

Общие положения

Настоящий раздел приводит описание параметров и допущений, использованных для определения доходной и расходной части прогнозных экономических расчетов.

В экономическую оценку включены технологические показатели вариантов разработки, отличающиеся уровнями добычи УВ, способами эксплуатации.

Экономическая эффективность отражает соотношение затрат и результатов, применительно к рассматриваемым вариантам технико-экономических показателей.

В процессе экономической оценки выявлен наиболее рациональный на сегодня вариант разработки месторождения, отвечающий критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Все расчеты проводились на основе плановых данных, предоставленных недропользователем. В расчетах отражены доходная часть и расходная часть, которая включает в себя прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации настоящего проекта.

Экономические и финансовые допущения

Для проведения экономической оценки разработки месторождения использован ряд экономических и финансовых допущений, таких как цены, налоги, инфляция, ставка дисконтирования и т.д. Ниже приведено подробное описание каждого из допущений.

Цены

В основу экономических показателей проекта заложены прогнозные цены на нефть, согласно макропрогнозу НК КМГ (таблица 3.6.1). Цены на нефть с 2031 г. изменяются с учетом инфляции 2,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.6.1). Попутный газ и СУГ реализуются в 100% объеме на внутренний рынок.

Недропользователь предоставляет скидку на стоимость товарной нефти при реализации на экспорт.

Транспорт продукции

Транспортные расходы по реализации товарной продукции, учитываются при определенных принятых допущениях и включают в себя: транспортировка, терминал, прием, хранение и отгрузка продукта реализации, оформление документов.

Таблица 3.6.1 – Маркетинговые показатели

Наименование показателей	Ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030
Реализация по направлениям						
НЕФТИ						
На экспорт	%	20%	20%	20%	20%	20%
ПНХЗ	%	28%	31%	29%	25%	38%
ПКОП	%	51%	49%	51%	55%	42%
ТОВАРНЫЙ ГАЗ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
СУГ						
на внутренний рынок	%	100%	100%	100%	100%	100%
Транспортные тарифы по направлениям (нефть)						
экспорт	тг/тонн	13639	13639	13639	13639	13639
ПНХЗ	тг/тонн	5848	5848	5848	5848	5848
ПКОП	тг/тонн	6914	6914	6914	6914	6914
Цены по направлениям (нефть)						
экспорт с учетом скидки	тг/тонн	214449	214449	214449	214449	214449
ПНХЗ	тг/тонн	118000	110000	115000	120000	120000
ПКОП	тг/тонн	111607	110000	115000	120000	120000
Цена реализации СУГ	тг/тонн	64201	78982	90829	95370	95370
Цена реализации товарного газа	тг./тыс.м.3	764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15
Скидка на экспорт	тг/тонн	20908	20908	20908	20908	20908
Курс доллара	тг/долл	540	540	540	540	540

Ставка дисконтирования

Введена ставка дисконтирования в размере 10,85% (WACC НК КМГ), для расчета чистой приведенной стоимости (ЧПС).

Источниками финансирования капитальных вложений по вариантам разработки месторождения будут собственные средства недропользователя. Предполагается, что для обеспечения необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения, заемные средства привлекаться не будут.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями по варианту разработки и удельными затратами в разрезе отдельных направлений:

- ГТМ;
- Обустройство скважин;

Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты являются основой для расчета текущих производственных затрат.

Эксплуатационные затраты рассчитывались в соответствии с основными удельными технологическими эксплуатационными показателями, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта. Эксплуатационные затраты включают в себя следующие элементы затрат:

- затраты на сырье и материалы;
- затраты на электроэнергию;
- обучение персонала;
- услуги производственного характера, предоставленные сторонними организациями;
- амортизационные отчисления.

Затраты на сырье и материалы определялись в зависимости от объема добываемой нефти и включают удельные затраты по используемым материалам.

Затраты на электроэнергию рассчитывались в зависимости от добычи жидкости и нефти.

Услуги производственного характера рассчитывались как условно-постоянные расходы в зависимости от скважин.

Основные затраты относятся на месторождение Акшабулак Центральный, на месторождении Акшабулак Южный не числится производственного персонала, весь персонал относится к Акшабулаку Центральному. В связи с этим отсутствуют расходы по ФОТ производственного персонала с 2026-2035гг., с 2036г рассчитаны затраты по ФОТ, так как рентабельность по месторождению Акшабулак Центральный заканчивается в 2035г, и затраты переносятся на Акшабулак Южный. По такому принципу рассчитаны затраты по транспортным расходам, которые включают аренду транспорта, затраты на обслуживание насосов и УПГ.

Развернутая форма технико-экономических нормативов расчета эксплуатационных затрат по месторождению представлена в таблице 3.6.2 и 3.6.3.

Эксплуатационные и капитальные затраты изменяются с учетом инфляции в 2026 – 5%, с 2031г -2,5%.

Амортизационные отчисления являются одним из источников воспроизводства основных фондов.

Стоимость фиксированных активов относится на вычеты посредством исчисления амортизационных отчислений в порядке и на условиях, установленных Налоговым Кодексом. Амортизационные отчисления по группе фиксированных активов, не включенных в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные

устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи, рассчитывались производственным методом, в зависимости от объема добычи углеводородов и доказанных разрабатываемых запасов.

Амортизационные отчисления по другим группам определялись путем применения норм амортизации, приведенных в таблице 3.6.3.

Таблица 3.6.2 - Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных и капитальных затрат

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
Эксплуатационные затраты		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,0800
Расход химреагентов для ППД	кг/м3	0,65000
Фреон на УПГ-2	кг/год	5440,0
Заменитель метанола на УПГ-1	кг/сутки	34,0
Заменитель метанола на газопровод Нуралы - Акшабулак	кг/сутки	127,5
Этиленгликоль на УПГ-1/2	кг/сутки	101,0
Ингибитор Асфальтена на УПГ-1/2	кг/сутки	57,0
Технический пропан на УПГ-1	м3/год	20,0
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг./кг	2330,00
Расход химреагентов для ППД	тг./кг	707,00
газа и конденсата:	тг./кг	
Фреон на УПГ-2	тг./кг	952,00
Заменитель метанола на УПГ-1	тг./кг	530,00
Заменитель метанола на газопровод Нуралы - Акшабулак	тг./кг	530,00
Этиленгликоль на УПГ-1/2	тг./кг	600,00
Ингибитор Асфальтена на УПГ-1/2	тг./кг	2805,00
Технический пропан на УПГ-1	тг./м3	1520000,00
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг./1000кВтч	33,00
Расход э/энергии на мех. добычу	кВт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на закачку м ³ воды	кВт.ч/м3	0,00
Удельный расход электроэнергии на производства нефти	кВт.ч/тн	15,11
Расход эл/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	кВт.ч/тн	0,00
Удельный расход электроэнергии на производства природного газа	кВт.ч/тыс.м3	0,00
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	7809,3
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	384,8
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	5972,3
Материальная помощь	тыс. тг./скв	479,3
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	3886,7
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	330,2
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	186,0
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	24,4
Гидрогеологический мониторинг	тыс. тг./скв	84,7
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс. тг./скв	3806,2
Лабораторные исследования	тыс. тг./скв	794,1
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	230,8
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс. тг./скв	674,3
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	162,0
Обслуживание УПГ	тыс. тг./скв	1126,2
Диагностика магистрального трубопровода	тыс. тг./скв	217,9
Поверка и регулировка	тыс. тг./скв	172,3
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	980,0
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	1385,6
Материалы	тыс.тг./т.н	1980,8
Командировочные расходы	тыс. тг./скв	93,8
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	2263,3
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	1690,9

Наименование показателей	Ед.изм.	Значения
НИОКР	%	1
Текущий ремонт скважин	тыс. тг./скв	155,13
Подземный ремонт скважин	тыс. тг./скв	1631,48
Свабирование	тыс. тг./скв	85,00
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг.	1 223 520
Затраты на обучение персонала	%	1
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг.	2 240 393
Общие и Административные расходы	тыс.тг./скв	7429,30
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения вертикальной скважины, 2350	тыс.тг.	443 217,83
Средняя стоимость обустройства вертикальной скважины	тыс.тг.	90 000,00
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины	тыс.тг.	134 922,89
ПИР на строительство скважин	тыс.тг.	10 853
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	14572,59
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг.	16888,96
Вывод из консервации добывающих	тыс.тг.	17610,44
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг.	31516,67
ОРЗ	тыс.тг.	108414,23
Дострел	тыс.тг.	14755,62

Таблица 3.6.3– Предельные нормы амортизации к стоимостному балансу подгруппы, группы на конец налогового периода

№п/п	№ группы	Наименование фиксированных активов	Предельная норма амортизации (%)
1.	I	Здания, сооружения, за исключением нефтяных, газовых скважин и передаточных устройств	10
2.	II	Машины и оборудование, за исключением машин и оборудования нефтегазодобычи, а также компьютеров и оборудования для обработки информации	25
3.	III	Компьютеры и оборудование для обработки информации	40
4.	IV	Фиксированные активы, не включенные в другие группы, в том числе нефтяные, газовые скважины, передаточные устройства, машины и оборудование нефтегазодобычи	15

Налоги и прочие платежи

Все выплаты и налоговые отчисления, производятся согласно Налоговому Законодательству Республики Казахстан и контракту на недропользование. Согласно контракту, на недропользователь платит следующие виды налогов и сборов:

- Налог на добычу полезных ископаемых, согласно шкале (таблица 3.6.4);
- Рентный налог на экспорт нефти по ставкам, согласно шкале (таблица 3.6.5);
- Экспортную таможенную пошлину, согласно шкале (таблица 3.6.6);
- Корпоративный подоходный налог по ставке 20%;
- Налог на имущество по ставке 1,5% от остаточной стоимости материальных активов;
- Социальный налог по ставке -6%;
- Социальные отчисления - 5%;
- ОСМС – 3%;

Таблица 3.6.4- Ставки налога на добычу

№ п/п	Объем добычи	Ставка на экспорт, в %	Ставка на внутренний рынок, в %
1.	До 250 000 тонн включительно	5	2,5
2.	До 500 000 тонн включительно	7	3,5
3.	До 1 000 000 тонн включительно	8	4
4.	До 2 000 000 тонн включительно	9	4,5
5.	До 3 000 000 тонн включительно	10	5
6.	До 4 000 000 тонн включительно	11	5,5
7.	До 5 000 000 тонн включительно	12	6
8.	До 7 000 000 тонн включительно	13	6,5
9.	До 10 000 000 тонн включительно	15	7,5
10.	Свыше 10 000 000 тонн	18	9

Таблица 3.6.5 – Ставки рентного налога на экспорт

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 20 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	0
3.	До 40 долларов США за баррель включительно	0
4.	До 50 долларов США за баррель включительно	7
5.	До 60 долларов США за баррель включительно	11
6.	До 70 долларов США за баррель включительно	14
7.	До 80 долларов США за баррель включительно	16
8.	До 90 долларов США за баррель включительно	17
9.	До 100 долларов США за баррель включительно	19
10.	До 110 долларов США за баррель включительно	21
11.	До 120 долларов США за баррель включительно	22
12.	До 130 долларов США за баррель включительно	23
13.	До 140 долларов США за баррель включительно	25
14.	До 150 долларов США за баррель включительно	26
15.	До 160 долларов США за баррель включительно	27
16.	До 170 долларов США за баррель включительно	29
17.	До 180 долларов США за баррель включительно	30
18.	До 190 долларов США за баррель включительно	32
19.	До 200 долларов США за баррель и выше	32

Таблица 3.6.6- Шкала экспортной таможенной пошлины

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До 25 долларов США за баррель включительно	0
2.	До 30 долларов США за баррель включительно	10
3.	До 35 долларов США за баррель включительно	20
4.	До 40 долларов США за баррель включительно	35
5.	До 45 долларов США за баррель включительно	40
6.	До 50 долларов США за баррель включительно	45
7.	До 55 долларов США за баррель включительно	50
8.	До 60 долларов США за баррель включительно	55
9.	До 65 долларов США за баррель включительно	60
10.	До 70 долларов США за баррель включительно	65
11.	До 75 долларов США за баррель включительно	70
12.	До 80 долларов США за баррель включительно	75
13.	До 85 долларов США за баррель включительно	80
14.	До 90 долларов США за баррель включительно	85
15.	До 95 долларов США за баррель включительно	90
16.	До 100 долларов США за баррель включительно	95
17.	До 105 долларов США за баррель включительно	100
18.	До 115 долларов США за баррель включительно	115
19.	До 125 долларов США за баррель включительно	130
20.	До 135 долларов США за баррель включительно	145
21.	До 145 долларов США за баррель включительно	160
22.	До 155 долларов США за баррель включительно	176
23.	До 165 долларов США за баррель включительно	191
24.	До 175 долларов США за баррель включительно	206
25.	До 185 долларов США за баррель включительно	221
26.	От 185 долларов США за баррель и выше	236

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для прогноза технологических показателей разработки рассмотрены два варианта разработки в целом по месторождению.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации II вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки экономически рентабельный период разработки месторождения длится до 2037г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 79,8 тыс.т приходится на 2030г при темпе отбора от НИЗ 1,6%. Накопленная добыча нефти по месторождению к концу экономически рентабельного периода разработки (2037г) составит 5031,4 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,359 доли ед. К концу рентабельного периода обводненность продукции достигает 97,5%. В таблицах 4.1.1-4.1.20 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом.

Максимальные проектные уровни добычи нефти с учетом темпа отбора от НИЗ по эксплуатационным объектам приведены ниже:

- I объект – 39,6 тыс.т при темпе отбора 2,2% (2026г);
- II объект – 1,3 тыс.т при темпе отбора 1,2% (2030г);
- III объект – 20,3 тыс.т при темпе отбора 3,4% (2031г);
- IV объект – 4,9 тыс.т при темпе отбора 4,0% (2027г);
- V объект – 1,8 тыс.т при темпе отбора 1,9% (2026г);
- VI объект – 31,4 тыс.т при темпе отбора 1,4% (2030г);
- VII объект – 0,9 тыс.т при темпе отбора 5,6% (2030г);
- Возвратный объект – 2,1 тыс.т при темпе отбора 21,4% (2033г);
- VIII объект – 0,3 тыс.т при темпе отбора 4,0% (2032г);
- Возвратный объект 2 – 4,3 тыс.т при темпе отбора 25,3% (2027г);
- В целом по месторождению – 79,8 тыс. т при темпе отбора 1,6% (2030г);

Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению по 1 и 2 вариантам представлены в таблицах П.4.1.1-П. 4.1.22 в табличных приложениях.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут			Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	конденсата	жидкости	
2026	1	1	0	3	2	5	0	36	17	6,8	1,5	161,9	380,2
2027	0	0	0	2	2	1	0	37	19	5,5	1,3	138,0	341,4
2028	0	0	0	0	0	1	0	36	19	4,8	1,1	136,2	332,8
2029	0	0	0	5	1	0	1	41	19	5,9	0,9	138,1	340,7
2030	0	0	0	1	0	0	0	42	19	5,9	0,8	131,9	343,9
2031	0	0	0	1	0	0	0	43	19	5,4	0,6	124,4	337,5
2032	0	0	0	1	0	1	0	43	19	4,8	0,5	116,0	323,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	43	19	4,3	0,4	112,7	316,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	43	19	3,9	0,2	113,1	317,0
2035	0	0	0	0	0	1	2	42	19	3,5	0,1	114,1	330,5
2036	0	0	0	0	0	0	0	42	19	3,2	0,1	115,0	348,2
2037	0	0	0	0	0	6	1	36	18	2,9	0,1	110,7	311,6

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извл. запасов, %	КИН, доли ед.	Добыча сухого газа, млн. м³	Накопленная добыча сухого газа, млн. м³	Отбор извл. запасов сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Добыча конденсата, тыс. т	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	Отбор извл. запасов конденсата, %	КИК, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обв.прод., %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча раств. газа, млн.м³		ГФ, м³/т	Добыча всего газа, млн. м³	Накопленная добыча всего газа, млн. м³
		начальных	текущих												всего	мехспособо м	всего	мехспособо м		годовая	накопленн ая			годовая	накопленн ая			
2026	73,5	1,5	9,7	4360,5	86,5	0,310	2,839	2,839	3,5	0,030	0,1	0,1	6,5	0,019	1775,2	1770,1	19911,6	16820,1	95,9	1859,3	20755,2	106,2	92,4	19,949	1444,5	271,6	22,788	1447,3
2027	67,9	1,3	10,0	4428,4	87,8	0,315	9,997	12,836	15,7	0,135	0,4	0,5	26,1	0,075	1734,0	1725,4	21645,7	18545,6	96,1	1844,5	22599,7	108,1	93,5	17,479	1462,0	257,5	27,477	1474,8
2028	59,5	1,2	9,7	4487,8	89,0	0,319	9,997	22,834	27,8	0,240	0,3	0,9	42,9	0,123	1736,4	1735,4	23382,0	20280,9	96,6	1827,9	24427,6	107,4	94,4	15,546	1477,5	261,3	25,543	1500,4
2029	76,2	1,5	13,8	4564,1	90,5	0,325	9,997	32,831	40,0	0,346	0,3	1,1	57,3	0,164	1815,3	1814,3	25197,3	22095,2	95,8	1921,4	26349,0	107,3	95,3	23,474	1501,0	308,0	33,472	1533,8
2030	79,8	1,6	16,7	4643,8	92,1	0,330	9,997	42,828	52,2	0,451	0,2	1,4	69,6	0,199	1835,8	1834,8	27033,1	23930,1	95,6	1945,5	28294,5	107,3	96,0	26,570	1527,6	333,2	36,567	1570,4
2031	75,6	1,5	19,0	4719,4	93,6	0,336	9,089	51,917	63,3	0,546	0,2	1,6	79,2	0,226	1784,1	1783,1	28817,2	25713,2	95,8	1909,6	30204,1	108,5	96,7	25,554	1553,1	337,9	34,643	1605,0
2032	68,2	1,4	21,2	4787,7	95,0	0,341	8,180	60,097	73,3	0,633	0,1	1,7	86,5	0,247	1669,9	1669,0	30487,2	27382,2	95,9	1831,1	32035,2	111,3	97,4	22,709	1575,8	332,8	30,888	1635,9
2033	60,3	1,2	23,9	4849,6	96,2	0,345	6,968	67,064	81,8	0,706	0,1	1,8	91,9	0,262	1617,2	1616,4	32104,4	28998,6	96,3	1792,5	33827,7	112,8	98,2	19,881	1595,7	330,0	26,849	1662,8
2034	55,0	1,1	28,9	4906,6	97,3	0,349	5,544	72,608	88,5	0,764	0,1	1,9	95,5	0,273	1622,1	1621,4	33726,5	30620,0	96,6	1793,2	35620,9	112,8	98,8	17,956	1613,7	326,4	23,500	1686,3
2035	48,4	1,0	36,2	4956,8	98,3	0,353	4,029	76,638	93,5	0,807	0,0	2,0	97,8	0,279	1616,9	1616,2	35343,4	32236,2	97,0	1773,0	37394,0	112,3	99,4	15,875	1629,6	328,2	19,905	1706,2
2036	43,2	0,9	52,5	5002,9	99,2	0,356	3,030	79,667	97,2	0,839	0,0	2,0	99,3	0,284	1611,9	1611,3	36955,3	33847,5	97,3	1754,0	39148,0	111,7	99,9	14,340	1643,9	331,7	17,369	1723,6
2037	36,8	0,7	100,0	5043,0	100,0	0,359	2,302	81,970	100,0	0,863	0,0	2,0	100,2	0,286	1455,0	1454,4	38410,3	35302,0	97,5	1546,7	40694,7	109,3	100,2	12,594	1656,5	342,0	14,897	1738,5

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				добывающих	нагнетательных	всего	механизи-ванных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	1	0	0	0	18	18	8	6,7	174,2	577,9
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	5,6	174,3	542,4
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	4,7	174,5	541,2
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	4,2	174,7	571,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	3,7	174,9	571,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	3,3	175,0	570,9
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	2,8	175,2	570,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	2,5	175,4	570,5
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	2,5	175,6	571,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	2,2	175,7	570,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	8	1,9	175,9	570,9
2037	0	0	0	0	0	0	5	0	13	13	8	1,7	176,1	487,2

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	39,6	2,2	15,6	1620,9	88,4	0,308	1032,2	10626,5	1350,1	12627,9	96,2	134,0	4,693	454,044
2027	33,3	1,8	15,6	1654,2	90,2	0,314	1033,2	11659,7	1346,2	13974,1	96,8	134,0	3,949	457,992
2028	28,1	1,5	15,6	1682,3	91,7	0,319	1034,2	12693,9	1343,2	15317,3	97,3	134,0	3,331	461,324
2029	26,1	1,4	17,2	1708,4	93,1	0,324	1095,0	13788,9	1419,0	16736,3	97,6	134,0	3,094	464,418
2030	23,4	1,3	18,6	1731,8	94,4	0,329	1096,1	14884,9	1418,2	18154,4	97,9	134,0	2,772	467,189
2031	20,4	1,1	19,8	1752,2	95,5	0,332	1097,2	15982,1	1417,1	19571,5	98,1	134,0	2,414	469,604
2032	17,8	1,0	21,7	1770,0	96,5	0,336	1098,3	17080,4	1416,3	20987,8	98,4	134,0	2,112	471,715
2033	15,8	0,9	24,5	1785,8	97,3	0,339	1099,4	18179,7	1416,1	22403,9	98,6	134,0	1,869	473,585
2034	15,4	0,8	31,6	1801,2	98,2	0,342	1100,5	19280,2	1417,1	23821,0	98,6	134,0	1,821	475,406
2035	13,5	0,7	40,5	1814,7	98,9	0,344	1101,6	20381,7	1417,0	25238,0	98,8	134,0	1,599	477,005
2036	11,8	0,6	59,7	1826,5	99,6	0,347	1102,7	21484,4	1417,0	26655,0	98,9	134,0	1,404	478,409
2037	8,9	0,5	100,0	1835,4	100,0	0,348	941,8	22426,2	1209,3	27864,3	99,1	134,0	1,052	479,461

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин I объекта(газ). Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут			Среднегодовая приемищность одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		сухого газа, тыс. м3/сут	конденсата	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	33,4	1,5	4,5	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	33,0	1,3	3,3	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	33,0	1,1	3,3	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	33,0	0,9	3,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	33,0	0,8	3,3	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	30,0	0,6	3,3	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	27,0	0,5	3,0	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	23,0	0,4	2,7	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	18,3	0,2	2,4	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	13,3	0,1	2,2	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	10,0	0,1	2,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	7,6	0,1	1,8	0,0

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки I объекта(газ). Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча сухого газа, млн. м3	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча сухого газа, млн. м3	Отбор извлекаемых запасов сухого газа, %	КИГ, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча конденсата, тыс. т		Отбор извлекаемых запасов конденсата, %	КИК, доли ед.	КГФ, г/м³
		начальные	текущие				всеобщий	мехспособом	всеобщий	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная			
2026	2,8	3,5	3,5	2,8	3,5	0,030	0,4	0,0	0,4	0,0	65,9	0,0	0,0	0,0	0,130	0,130	7	0,019	45,9
2027	10,0	12,2	12,6	12,8	15,7	0,135	1,0	0,0	1,4	0,0	60,7	0,0	0,0	0,0	0,393	0,523	26	0,075	39,3
2028	10,0	12,2	14,5	22,8	27,8	0,240	1,0	0,0	2,4	0,0	66,4	0,0	0,0	0,0	0,336	0,859	43	0,123	33,6
2029	10,0	12,2	16,9	32,8	40,0	0,346	1,0	0,0	3,4	0,0	71,3	0,0	0,0	0,0	0,287	1,146	57	0,164	28,7
2030	10,0	12,2	20,3	42,8	52,2	0,451	1,0	0,0	4,4	0,0	75,4	0,0	0,0	0,0	0,246	1,392	70	0,199	24,6
2031	9,1	11,1	23,2	51,9	63,3	0,546	1,0	0,0	5,4	0,0	80,8	0,0	0,0	0,0	0,191	1,583	79	0,226	21,0
2032	8,2	10,0	27,2	60,1	73,3	0,633	0,9	0,0	6,3	0,0	83,7	0,0	0,0	0,0	0,147	1,730	87	0,247	18,0
2033	7,0	8,5	31,8	67,1	81,8	0,706	0,8	0,0	7,1	0,0	86,9	0,0	0,0	0,0	0,107	1,837	92	0,262	15,4
2034	5,5	6,8	37,1	72,6	88,5	0,764	0,7	0,0	7,8	0,0	90,1	0,0	0,0	0,0	0,073	1,910	96	0,273	13,2
2035	4,0	4,9	42,9	76,6	93,5	0,807	0,7	0,0	8,5	0,0	93,2	0,0	0,0	0,0	0,045	1,956	98	0,279	11,3
2036	3,0	3,7	56,5	79,7	97,2	0,839	0,6	0,0	9,1	0,0	95,2	0,0	0,0	0,0	0,029	1,985	99	0,284	9,6
2037	2,3	2,8	98,7	82,0	100,0	0,863	0,5	0,0	9,7	0,0	96,5	0,0	0,0	0,0	0,019	2,004	100	0,286	8,2

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2,3	2,9	49,1
2027	0	0	0	0	1	1	0	0	2	2	2,2	2,9	34,6
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2,0	2,9	27,9
2029	0	0	0	0	1	0	0	0	3	2	2,0	3,0	29,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,9	3,0	31,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,7	3,0	30,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,5	3,1	30,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,4	3,1	29,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,2	3,2	29,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,1	3,2	29,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	1,0	3,3	29,4
2037	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	0,9	3,2	36,2

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,2	0,2	2,1	98,1	90,7	0,2	0,269	138,0	11,7	55,7	21,8	3200,0	0,016	17,930
2027	0,5	0,5	5,3	98,6	91,2	0,220	0,7	138,7	13,9	69,6	23,4	1500,0	0,040	17,969
2028	0,8	0,7	8,2	99,4	91,9	0,221	1,1	139,8	13,2	82,8	31,3	900,0	0,058	18,027
2029	1,2	1,1	14,2	100,6	93,1	0,224	1,8	141,6	14,0	96,8	30,6	600,0	0,093	18,120
2030	1,3	1,2	17,7	101,9	94,3	0,227	2,1	143,7	14,7	111,5	37,0	550,0	0,099	18,219
2031	1,2	1,1	19,3	103,1	95,4	0,230	2,1	145,8	14,5	126,0	44,2	550,0	0,089	18,308
2032	1,1	1,0	21,5	104,2	96,4	0,232	2,2	148,0	14,3	140,4	50,6	550,0	0,080	18,388
2033	1,0	0,9	24,5	105,2	97,3	0,234	2,2	150,2	14,2	154,5	56,3	550,0	0,072	18,460
2034	0,9	0,8	29,1	106,0	98,1	0,236	2,2	152,4	14,1	168,6	61,4	550,0	0,064	18,524
2035	0,8	0,7	36,8	106,8	98,8	0,238	2,2	154,7	14,0	182,6	65,9	550,0	0,058	18,582
2036	0,7	0,6	52,2	107,5	99,4	0,239	2,3	156,9	13,9	196,5	69,8	550,0	0,052	18,633
2037	0,7	0,6	100,0	108,1	100,0	0,241	2,4	159,4	14,5	211,0	72,6	550,0	0,050	18,683

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	1	2	3	0	6	5	2,7	21,6	0,0
2027	0	0	0	0	1	1	1	0	6	6	3,0	20,0	21,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	3,3	20,1	23,9
2029	0	0	0	0	3	0	2	1	7	5	7,5	17,3	27,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	7	5	7,7	17,0	35,8
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	8	5	7,8	17,3	40,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	7,3	17,5	41,6
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	6,6	17,8	41,1
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	5,9	18,0	40,7
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	5,3	18,2	40,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	4,8	18,5	40,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	8	5	4,3	18,8	40,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м ³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	4,7	0,8	2,9	443,8	73,9	0,193	37,5	857,0	0,0	530,9	87,4	0,0	1,626	94,506
2027	5,0	0,8	3,2	448,8	74,7	0,195	33,2	890,3	22,9	553,8	85,1	65,0	1,710	96,216
2028	6,2	1,0	4,1	455,0	75,8	0,198	37,4	927,7	26,1	579,9	83,4	65,0	2,142	98,358
2029	15,8	2,6	10,9	470,8	78,4	0,205	36,7	964,4	29,9	609,8	56,9	65,0	5,462	103,821
2030	17,9	3,0	13,8	488,8	81,4	0,212	39,8	1004,1	32,7	642,5	54,9	65,0	6,186	110,007
2031	20,3	3,4	18,2	509,1	84,8	0,221	44,7	1048,8	36,8	679,3	54,6	65,0	7,003	117,009
2032	19,6	3,3	21,4	528,7	88,0	0,230	47,0	1095,8	37,9	717,2	58,3	65,0	6,764	123,773
2033	17,6	2,9	24,6	546,3	91,0	0,237	47,6	1143,4	37,5	754,7	62,9	65,0	6,088	129,861
2034	15,8	2,6	29,2	562,1	93,6	0,244	48,3	1191,7	37,1	791,8	67,2	65,0	5,462	135,323
2035	14,2	2,4	37,0	576,4	96,0	0,250	49,0	1240,7	36,8	828,6	71,0	65,0	4,901	140,224
2036	12,7	2,1	52,8	589,1	98,1	0,256	49,6	1290,3	36,6	865,2	74,3	65,0	4,398	144,622
2037	11,4	1,9	100,0	600,5	100,0	0,261	50,3	1340,7	36,5	901,7	77,3	65,0	3,946	148,569

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	1	1	0	0	0	1	0	2	0	6,3	19,6	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	2	0	7,5	23,3	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	2	0	6,3	23,3	0,0
2029	0	0	0	0	1	0	0	2	1	5,3	23,3	53,5
2030	0	0	0	0	0	0	0	2	1	4,5	23,3	49,3
2031	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3,8	23,3	48,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	2	1	3,2	23,2	47,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	2	1	2,7	23,2	46,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	2	1	2,3	23,2	45,5
2035	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1,9	23,2	44,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1,6	23,2	44,3
2037	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1,3	23,2	43,9

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м ³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	3,0	2,5	10,3	97,1	78,7	0,433	9,4	142,2	0,0	0,0	67,8	0,0	0,540	34,081
2027	4,9	4,0	18,6	102,0	82,6	0,455	15,2	157,4	0,0	0,0	67,8	0,0	0,872	34,953
2028	4,1	3,3	19,2	106,1	86,0	0,474	15,2	172,6	0,0	0,0	72,9	0,0	0,733	35,686
2029	3,5	2,8	20,1	109,6	88,8	0,489	15,2	187,8	8,8	8,8	77,2	50,0	0,618	36,304
2030	2,9	2,4	21,2	112,5	91,2	0,502	15,2	203,0	17,1	25,9	80,7	100,0	0,521	36,825
2031	2,5	2,0	22,7	115,0	93,2	0,513	15,2	218,2	16,7	42,5	83,7	100,0	0,440	37,264
2032	2,1	1,7	24,7	117,1	94,9	0,523	15,2	233,3	16,3	58,9	86,3	100,0	0,371	37,635
2033	1,8	1,4	27,7	118,8	96,3	0,530	15,2	248,5	16,0	74,9	88,4	100,0	0,313	37,949
2034	1,5	1,2	32,4	120,3	97,5	0,537	15,2	263,7	15,8	90,7	90,2	100,0	0,265	38,213
2035	1,2	1,0	39,3	121,5	98,5	0,543	15,2	278,9	15,5	106,2	92,0	100,0	0,217	38,430
2036	1,0	0,8	54,6	122,5	99,3	0,547	15,2	294,1	15,4	121,6	93,2	100,0	0,183	38,612
2037	0,9	0,7	100,0	123,4	100,0	0,551	15,2	309,2	15,2	136,8	94,3	100,0	0,155	38,767

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2,7	52,2	115,2
2027	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2,0	53,0	114,2
2028	0	0	0	0	0	1	0	1	2	1,6	53,8	85,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1,3	54,6	58,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1,0	55,4	58,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,8	56,2	59,3
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,6	57,1	60,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,5	58,0	60,8
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,4	58,8	61,6
2035	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0,3	59,7	57,7
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	1,8	1,9	33,1	94,8	96,2	0,156	35,5	350,8	71,5	387,5	94,8	200,0	0,918	51,140
2027	1,4	1,4	36,9	96,2	97,6	0,158	35,6	386,3	70,8	458,4	96,1	200,0	0,686	51,826
2028	0,8	0,8	34,2	97,0	98,4	0,159	26,9	413,2	53,1	511,5	97,0	200,0	0,402	52,227
2029	0,4	0,4	27,5	97,4	98,9	0,160	18,3	431,5	36,0	547,5	97,7	200,0	0,212	52,440
2030	0,3	0,3	29,9	97,7	99,2	0,161	18,6	450,1	36,4	583,9	98,2	200,0	0,167	52,606
2031	0,3	0,3	33,5	98,0	99,5	0,161	18,9	469,0	36,8	620,6	98,6	200,0	0,131	52,738
2032	0,2	0,2	39,6	98,2	99,7	0,161	19,2	488,2	37,2	657,9	98,9	200,0	0,103	52,841
2033	0,2	0,2	51,6	98,3	99,8	0,162	19,5	507,7	37,7	695,6	99,2	200,0	0,081	52,922
2034	0,1	0,1	83,8	98,5	100,0	0,162	19,8	527,4	38,2	733,8	99,4	200,0	0,064	52,986
2035	0,0	0,0	100,0	98,5	100,0	0,162	9,8	537,2	19,0	752,8	99,5	200,0	0,025	53,011
2036	0,0	-	-	98,5	100,0	0,162	0,0	537,2	0,0	752,8	-	0,0	0,000	53,011
2037	0,0	-	-	98,5	100,0	0,162	0,0	537,2	0,0	752,8	-	0,0	0,000	53,011

Таблица 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	1	0	5	3	12,1	346,7	518,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	10,7	349,4	475,6
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	9,3	352,3	477,6
2029	0	0	0	2	0	0	0	0	7	3	11,3	278,5	503,8
2030	0	0	0	0	1	0	0	0	8	3	11,7	242,7	519,3
2031	0	0	0	0	0	0	1	0	7	3	11,1	226,7	472,2
2032	0	0	0	0	0	0	1	0	6	3	10,6	207,9	376,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	9,8	197,0	330,1
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	8,8	197,8	329,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	7,8	198,7	329,7
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	7,2	199,6	330,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	6,4	200,5	330,3

Таблица 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	22,9	1,0	8,7	1985,8	89,2	0,474	658,1	7764,6	426,1	7153,2	96,5	65,0	12,014	786,638
2027	18,5	0,8	7,7	2004,3	90,0	0,478	605,8	8370,4	390,6	7543,8	96,9	65,0	9,707	796,345
2028	16,2	0,7	7,3	2020,4	90,8	0,482	610,8	8981,2	392,3	7936,1	97,4	65,0	8,481	804,825
2029	25,8	1,2	12,5	2046,2	91,9	0,488	635,4	9616,6	413,7	8349,8	95,9	65,0	13,537	818,362
2030	31,4	1,4	17,5	2077,6	93,3	0,496	650,2	10266,8	426,5	8776,3	95,2	65,0	16,474	834,836
2031	28,8	1,3	19,4	2106,4	94,6	0,503	590,8	10857,6	387,8	9164,1	95,1	65,0	15,140	849,976
2032	24,1	1,1	20,1	2130,5	95,7	0,508	469,6	11327,2	308,9	9473,0	94,9	65,0	12,631	862,607
2033	20,5	0,9	21,9	2152,7	96,7	0,514	412,7	11739,9	271,1	9744,1	95,0	65,0	10,767	873,374
2034	18,5	0,8	25,9	2173,1	97,6	0,519	414,5	12154,4	270,9	10015,1	95,5	65,0	9,695	883,068
2035	16,4	0,7	32,2	2191,4	98,4	0,523	416,3	12570,7	270,8	10285,9	96,1	65,0	8,627	891,696
2036	15,1	0,7	47,5	2209,3	99,2	0,527	418,1	12988,9	271,1	10557,0	96,4	65,0	7,931	899,627
2037	13,5	0,6	100,0	2226,1	100,0	0,531	420,0	13408,8	271,2	10828,2	96,8	65,0	7,083	906,709

Таблица 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	3,6	8,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,8	8,4	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,2	8,4	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,7	8,5	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,3	8,6	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,0	8,7	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,8	8,8	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	8,9	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	9,0	0,0

Таблица 4.1.18 - Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2027	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2028	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2029	0,8	5,5	20,2	12,2	78,4	0,041	2,0	21,9	0,0	0,0	56,9	0,0	0,156	3,731
2030	0,9	5,6	25,7	13,0	84,0	0,044	2,6	24,5	0,0	0,0	66,8	0,0	0,158	3,889
2031	0,7	4,3	26,9	13,7	88,3	0,046	2,6	27,1	0,0	0,0	74,5	0,0	0,123	4,012
2032	0,5	3,3	28,6	14,2	91,6	0,048	2,6	29,8	0,0	0,0	80,4	0,0	0,095	4,108
2033	0,4	2,6	31,1	14,6	94,2	0,049	2,7	32,5	0,0	0,0	84,9	0,0	0,074	4,182
2034	0,3	2,0	35,1	14,9	96,3	0,050	2,7	35,2	0,0	0,0	88,4	0,0	0,058	4,239
2035	0,2	1,6	42,0	15,2	97,8	0,051	2,7	37,9	0,0	0,0	91,1	0,0	0,045	4,284
2036	0,2	1,2	56,3	15,4	99,1	0,052	2,8	40,6	0,0	0,0	93,2	0,0	0,035	4,319
2037	0,1	0,9	100,0	15,5	100,0	0,052	2,8	43,4	0,0	0,0	94,7	0,0	0,027	4,346

Таблица 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1,4	3,4	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,1	3,8	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,9	4,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,7	4,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	5,1	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,4	5,6	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,3	6,2	0,0

Таблица 4.1.20 - Характеристика основных показателей разработки VIII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2027	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2028	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2029	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2030	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2031	0,3	3,9	21,5	7,3	85,6	0,013	0,8	10,5	0,0	0,0	58,8	0,0	0,072	2,350
2032	0,3	4,0	28,1	7,6	89,7	0,014	1,2	11,7	0,0	0,0	70,8	0,0	0,074	2,424
2033	0,3	3,2	30,7	7,9	92,8	0,015	1,3	13,0	0,0	0,0	79,2	0,0	0,058	2,482
2034	0,2	2,5	34,7	8,1	95,3	0,015	1,4	14,4	0,0	0,0	85,3	0,0	0,045	2,527
2035	0,2	2,0	41,7	8,3	97,3	0,015	1,6	16,0	0,0	0,0	89,5	0,0	0,036	2,563
2036	0,1	1,5	56,0	8,4	98,8	0,016	1,8	17,8	0,0	0,0	92,6	0,0	0,028	2,591
2037	0,1	1,2	100,0	8,5	100,0	0,016	1,9	19,7	0,0	0,0	94,7	0,0	0,022	2,613

Таблица 4.1.21 - Характеристика основного фонда скважин Возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2032	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	6,9	11,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	6,1	12,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	5,4	13,5	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	4,1	14,9	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,5	16,5	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,0	18,2	0,0

Таблица 4.1.22 - Характеристика основных показателей разработки Возвратного объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2027	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2028	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2029	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2030	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2031	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2032	1,6	16,6	17,6	2,2	22,4	0,030	2,6	3,2	0,0	0,0	37,3	0,0	0,373	0,546
2033	2,1	21,4	27,6	4,3	43,9	0,058	4,2	7,5	0,0	0,0	49,9	0,0	0,481	1,027
2034	1,9	18,9	33,7	6,2	62,8	0,083	4,7	12,2	0,0	0,0	60,0	0,0	0,424	1,451
2035	1,4	14,5	38,9	7,6	77,2	0,102	5,2	17,3	0,0	0,0	72,3	0,0	0,325	1,776
2036	1,2	12,4	54,3	8,9	89,6	0,118	5,7	23,0	0,0	0,0	78,6	0,0	0,277	2,053
2037	1,0	10,5	100,0	9,9	100,1	0,132	6,3	29,4	0,0	0,0	83,5	0,0	0,236	2,289

Таблица 4.1.23 - Характеристика основного фонда скважин Возвратного объекта 2. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд доб-щих скважин на конец года, ед.	Фонд нагн-ных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего		нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	16,2	26,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	12,5	27,1	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	9,6	28,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	7,4	29,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	4,7	30,5	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3,5	31,8	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,6	33,1	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,9	34,4	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,4	35,8	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,1	37,3	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,8	38,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0,6	40,4	0,0

Таблица 4.1.24 - Характеристика основных показателей разработки Вовзвратного объекта 2. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	1,2	7,0	7,0	1,2	7,0	0,012	1,9	1,9	0,0	0,0	37,8	0,0	0,142	0,142
2027	4,3	25,3	27,2	5,5	32,3	0,055	9,3	11,2	0,0	0,0	53,9	0,0	0,517	0,659
2028	3,3	19,5	28,9	8,8	51,8	0,088	9,7	21,0	0,0	0,0	65,8	0,0	0,399	1,057
2029	2,5	14,8	30,8	11,3	66,6	0,113	10,0	30,9	0,0	0,0	74,7	0,0	0,302	1,360
2030	1,6	9,5	28,3	12,9	76,1	0,129	10,4	41,3	0,0	0,0	84,5	0,0	0,193	1,552
2031	1,2	7,0	29,4	14,1	83,1	0,141	10,8	52,1	0,0	0,0	88,9	0,0	0,143	1,696
2032	0,9	5,2	30,9	15,0	88,3	0,150	11,2	63,3	0,0	0,0	92,1	0,0	0,106	1,802
2033	0,7	3,9	33,2	15,7	92,2	0,157	11,7	75,0	0,0	0,0	94,4	0,0	0,079	1,881
2034	0,5	2,9	36,8	16,2	95,1	0,162	12,2	87,2	0,0	0,0	96,0	0,0	0,059	1,939
2035	0,4	2,1	43,3	16,5	97,2	0,165	12,7	99,8	0,0	0,0	97,1	0,0	0,043	1,983
2036	0,3	1,6	56,6	16,8	98,8	0,168	13,2	113,0	0,0	0,0	98,0	0,0	0,032	2,015
2037	0,2	1,2	96,9	17,0	100,0	0,170	13,7	126,7	0,0	0,0	98,5	0,0	0,024	2,039

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблице 4.1.22 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.22 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты					VI	VII	VIII	Возвратный	Возвратный 2
		I	II	III	IV	V					
1	Плотность сетки скважин на начало, га/скв	43 на начало проектирования	67 на начало проектирования	25 на начало проектирования	16 на начало проектирования	46 на начало проектирования	27 на начало проектирования	18 на начало проектирования	45 на начало проектирования	13 на начало проектирования	56 на начало проектирования
	Плотность сетки скважин на конец проектирования, га/скв	43 на конец проектирования	67 на конец проектирования	25 на конец проектирования	13 на конец проектирования	46 на конец проектирования	27 на конец проектирования	18 на конец проектирования	45 на конец проектирования	13 на конец проектирования	56 на конец проектирования
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	В соответствии с характеристикой фонда добывающих и нагнетательных скважин в таблицах раздела 4.1									
3	Коэффициент компенсации отборов, %	±10% от годовых показателей компенсации отбора закачкой, указанных в таблицах раздела 4.1									
4	Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения	Рпл>0,7*Рнас									
		Рзаб≥0,5*Рнас									
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	ΔР=Рпл-Рзаб									
		где минимальное Рзаб≥0,5*Рнас									
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м³/т	620	75	1000	178	860	450	184	215	215	118
7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т.	±10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1									
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м³	±10% от годовых показателей объемов закачки, указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1									
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1									

4.2 Техничко-экономическис показателс вариантов разработки

Расчет экономической эффективности проекта проводился на основе технико-технологических показателей добычи нефти и газа по двум представленным вариантам. В результате проведенных расчетов были определены выручка от реализации продукции, эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа, инвестиций в капитальное строительство, чистая прибыль недропользователя, а также налоги и отчисления в бюджет.

Экономическая эффективность представляет собой результат производственной деятельности, выражаемый в виде соотношения между доходами и расходами по проекту.

При оценке экономической эффективности вариантов разработки в работе использовались основные и оценочные показатели. К основным показателям эффективности относятся:

- денежные потоки;
- дисконтированные денежные потоки (NPV);
- индекс доходности (PI);
- срок окупаемости проекта;
- рентабельный период.

К оценочным показателям относятся:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства - налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Республики Казахстан.

Чистый денежный поток представляет собой разность между суммами поступлений и выплат денежных средств компании за определенный период времени. Чистый денежный поток или поток наличных денег используется для расчёта показателей экономической эффективности инвестиций, а также для анализа движения денежных средств.

В целях определения ценности проекта был рассчитан дисконтированный поток денежных средств, который является основным критерием оценки эффективности проекта. На основе денежного потока были рассчитаны внутренняя норма дохода и срок окупаемости проекта.

Дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта, отражающий ценность прошлых и будущих доходов с современных позиций.

Срок окупаемости инвестиций наступает при переходе дисконтированного потока денежной наличности в положительную величину. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый проект.

Каждый из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для решения вопроса об эффективности предложенного проекта. Решение о принятии его к реализации принимается с учетом результатов анализа всех полученных интегральных показателей и подходов к разработке месторождения.

Результаты расчетов экономических показателей разработки месторождения по рекомендуемому варианту приведены в таблицах 4.2.1-4.2.5, экономические показатели по альтернативному варианту приведены в табличных приложениях 4.2.1- 4.2.5.

Таблица 4.2.1 - Капитальные вложения, 2 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)												
Ввод из бурения добывающих вертикальных	тыс.тг.	443 218	443 218	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИДН (смена насоса)	тыс.тг.	47 670	-	47 670	-	-	-	-	-	0	0	0
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг.	72 863	29 145	29 145	-	14 573	-	-	-	0	0	0
Перевод на другой нефтяной горизонт(дострел/перестрел)	тыс.тг.	67 556	0,00	0,00	0,00	33777,93	0,00	16888,96	16888,96	0,00	0,00	0,00
Перевод из нагнетательных в добывающие	тыс.тг.	17 610	-	0	0	0	17610	0	0	0	0	0
Вывод из наблюдательного фонда	тыс.тг.	204 788	55 851	37234	0	93085	0	18617	0	0	0	0
ОРЗ	тыс.тг.	108 414	108 414	0	0	0	0	0	0	0	0	0
РИР	тыс.тг.	33 093	-	33 093	-	-	-	-	-	-	-	-
Перфорации	тыс.тг.	14 756	-	0	0	14756	0	0	0	0	0	0
Итого строителство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	1 009 967	636 628	147 142	-	156 192	17 610	35 506	16 889	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 059 149	636 628	154 499	-	180 811	21 406	44 237	21 568	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство скважины	тыс.тг.	90 000		90000	0	0	0	0	0	0	0	0
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг.	674 614	-	269 846	269 846	-	134 923	-	-	-	-	-
Обустройство устьев Нур-415, 416	тыс.тг.	129 516	129 516	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Прокладка параллельного стекловолокнуистого трубопровода ДНС Север - УПН Нуралы, L - 14,5 км	тыс.тг.	620 003	620 003	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Подключение РВС-3000 под пластовую воду на УПН Нуралы	тыс.тг.	22 000	-	22 000	-	-	-	-	-	0	0	0
Реконструкция установки очистки пластовой воды от нефтепродуктов на УПН Нуралы	тыс.тг.	130 000	-	-	130 000	-	-	-	-	0	0	0
Ремонт рабочих площадок и бетонных оснований ДНС и УПН Нуралы	тыс.тг.	14 553	14 553	-	-	-	-	-	-	0	0	0
Ремонт слесарной мастерской на м/р Нуралы	тыс.тг.	11 497	11 497	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПИР	тыс.тг.	46 427	23 882	22 545	-	-	-	-	-	-	-	-
Футеровка б/у насосно-компрексорных труб (с учетом очистки и диагностики), включая вывоз со склада Акшабулак, и обратный завоз после футеровки.	тыс.тг.	469 351	469 351	-	-	-	-	-	0	0	0	0
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	2 207 963	1 268 803	404391	399846	0	134923	0	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	2 298 243	1 268 803	424611	440830	0	164000	0	0	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	3 217 930	1 905 432	551533	399846	156192	152533	35506	16889	0	0	0
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	3 357 392	1 905 432	579109	440830	180811	185405	44237	21568	0	0	0

Таблица 4.2.2 - Бюджетная эффективность, 2 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НДС (с выручки)	тыс. тг.	13 386 784	1 143 524	1 073 310	997 458	1 343 695	1 412 581	1 372 212	1 265 830	1 142 007	1 061 845	950 925	867 194	756 204
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	1 958 643	181 531	192 295	195 830	192 270	187 863	178 190	182 645	157 015	129 991	117 379	120 313	123 321
Налог на имущество	тыс. тг.	1 286 003	190 535	178 861	159 533	140 489	122 595	106 438	91 588	78 617	67 393	57 797	49 590	42 568
Прочие налоги	тыс. тг.	61 476	5 061	5 092	5 082	5 132	5 142	5 153	5 153	5 153	5 153	5 142	5 142	5 071
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	4 167 561	383 288	346 399	307 854	391 374	413 009	401 431	371 244	336 029	314 520	283 438	330 442	288 534
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	4 935 952	479 679	433 513	385 275	489 798	516 874	490 131	442 218	390 509	386 313	339 646	303 532	278 463
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	3 675 936	340 955	307 078	276 580	360 941	378 836	368 215	340 526	308 226	288 496	259 986	238 150	207 948
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	478 114	2 388	36 162	38 413	53 818	59 222	57 322	52 013	45 907	40 762	34 864	30 727	26 514
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	1 266 031	183 226	41 370	0	208 882	294 405	258 920	136 306	40 973	40 418	50 075	11 456	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	6 016 215	729 094	593 956	506 173	640 825	708 860	640 668	506 620	374 949	343 192	305 633	333 098	333 146
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	8 434 008	899 045	697 137	669 194	728 041	776 161	760 741	749 614	732 438	716 483	648 490	582 708	473 955
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	-4 952 775	-244 478	-376 173	-328 264	-615 654	-636 419	-611 471	-516 215	-409 569	-345 362	-302 435	-284 486	-282 249
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	19 402 999	1 872 618	1 667 266	1 503 631	1 984 520	2 121 441	2 012 880	1 772 450	1 516 956	1 405 037	1 256 558	1 200 292	1 089 350

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Доход от реализации	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Нефть	тыс.тонн	743,46	73,37	67,79	59,42	76,13	79,65	75,53	68,15	60,18	54,95	48,32	43,18	36,78
Товарный газ	млн. м3	254,68	18,19	22,43	20,74	27,39	30,06	28,67	25,40	21,88	18,97	15,84	13,63	11,48
СУГ	тыс. тонн	101,35	7,22	8,91	8,24	10,98	12,05	11,38	10,09	8,69	7,53	6,29	5,41	4,56
Продажа продукции по направлениям														
Нефть на экспорт	тыс. тонн	148,67	14,80	13,38	11,89	15,12	15,95	15,13	13,65	12,05	11,01	9,68	8,65	7,37
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	594,79	58,57	54,41	47,53	61,01	63,70	60,41	54,50	48,13	43,95	38,64	34,53	29,42
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м3	254,68	18,19	22,43	20,74	27,39	30,06	28,67	25,40	21,88	18,97	15,84	13,63	11,48
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	101,35	7,22	8,91	8,24	10,98	12,05	11,38	10,09	8,69	7,53	6,29	5,41	4,56
Цена реализации продукции														
Нефть на экспорт	тг./тонн	227604,27	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54	225305,80	230938,45	236711,91	242629,71	248695,45	254912,84
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн	125600,78	113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00	126075,00	129226,88	132457,55	135768,99	139163,21	142642,29
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м3	1088,03	764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15	1172,15
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн	96879,16	64201,15	78982,00	90829,00	95370,45	95370,45	97754,71	100198,58	102703,54	105271,13	107902,91	110600,48	113365,50
Производственная прибыль от реализации														
Нефть на экспорт	тг. тыс	33422615,40	3174904,35	2869337,47	2550058,56	3241878,90	3421091,03	3325183,39	3075134,97	2783442,64	2605270,19	2347808,85	2150626,38	1877878,66
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	73675199,29	6669333,22	5984944,20	5465858,75	7321737,62	7644179,71	7429881,06	6871166,01	6219400,66	5821287,24	5246008,56	4805418,63	4195983,63
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	277420,58	13901,56	19752,98	20094,16	29187,58	35234,83	33602,02	29766,75	25650,16	22234,51	18565,68	15974,06	13456,28
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	9714777,67	463789,11	703492,67	748158,47	1047167,54	1149213,92	1112839,63	1010502,67	892493,79	793007,44	678709,31	598569,81	516833,29
Итоговый производственный доход	тг. тыс	117090012,93	10321928,24	9577527,32	8784169,94	11639971,64	12249719,49	11901506,11	10986570,40	9920987,26	9241799,38	8291092,40	7570588,89	6604151,86

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельны й период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)														
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	8 451 228,94	694 850,90	674 075,31	620 406,83	834 633,58	916 915,70	891 210,68	824 193,08	746 014,14	698 260,62	629 256,22	518 766,90	402 644,98
Затраты на материалы	тыс.тг.	1 730 813,76	139 689,08	135 512,47	124 723,25	167 790,24	184 331,80	179 164,20	165 691,34	149 974,67	140 374,56	126 502,28	115 877,89	101 181,98
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	12 628 473,16	1 277 355,19	1 264 141,17	1 246 412,36	1 223 750,32	1 195 706,04	1 134 136,10	1 162 489,51	999 365,98	827 359,72	747 086,13	765 763,28	784 907,36
Затраты на персонал	тыс.тг.	1 648 991,38	115 428,77	121 200,21	127 260,22	133 623,23	140 304,39	143 812,00	147 407,30	151 092,48	154 869,80	158 741,54	130 168,06	125 083,37
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	503 948,52	46 706,06	44 775,00	40 492,11	38 906,57	44 688,74	44 885,11	44 877,51	44 784,53	42 477,08	39 976,77	37 193,47	34 185,56
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	5 384 207,22	398 272,99	418 186,64	439 095,97	461 050,77	484 103,31	496 205,89	508 611,04	521 326,31	480 923,52	438 174,77	392 987,99	345 268,02
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	327 586,91	19 624,82	21 772,44	22 452,83	25 718,69	27 454,70	28 602,40	29 317,46	30 050,40	30 801,66	31 062,48	31 839,04	28 890,01
Транспортные расходы	тыс.тг.	4 664 907,45	304 589,64	337 922,09	348 482,15	399 170,47	426 114,47	443 927,45	455 025,64	466 401,28	478 061,31	385 687,53	395 329,72	224 195,70
Материальная помощь	тыс.тг.	408 041,69	24 444,64	27 119,71	27 967,20	32 035,16	34 197,53	35 627,10	36 517,78	37 430,72	38 366,49	38 691,37	39 658,65	35 985,35
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	2 732 177,23	198 219,18	208 130,14	218 536,65	229 463,48	240 936,66	246 960,07	253 134,07	259 462,43	265 948,99	272 597,71	195 588,86	143 198,99
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	281 144,90	16 842,60	18 685,76	19 269,69	22 072,55	23 562,45	24 547,44	25 161,12	25 790,15	26 434,90	26 658,75	27 325,22	24 794,27
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	158 314,57	9 484,18	10 522,07	10 850,89	12 429,20	13 268,17	13 822,83	14 168,40	14 522,61	14 885,67	15 011,72	15 387,01	13 961,82
Проекты отвода земель	тыс.тг.	20 756,36	1 243,46	1 379,53	1 422,64	1 629,57	1 739,57	1 812,29	1 857,59	1 904,03	1 951,64	1 968,16	2 017,37	1 830,51
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	72 106,52	4 319,70	4 792,42	4 942,19	5 661,05	6 043,17	6 295,79	6 453,19	6 614,52	6 779,88	6 837,29	7 008,22	6 359,10
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	2 596 163,25	194 114,36	203 820,08	214 011,08	224 711,64	235 947,22	241 845,90	247 892,05	254 089,35	234 397,42	213 562,10	191 538,51	140 233,55
Лабораторные исследования	тыс.тг.	613 381,89	40 500,00	44 932,08	46 336,20	53 076,01	56 658,65	59 027,16	60 502,84	62 015,41	63 565,80	64 104,06	32 853,33	29 810,36
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	196 504,90	11 772,06	13 060,32	13 468,46	15 427,51	16 468,86	17 157,31	17 586,25	18 025,90	18 476,55	18 633,01	19 098,83	17 329,84
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	574 046,78	34 389,54	38 152,92	39 345,20	45 068,14	48 110,24	50 121,40	51 374,44	52 658,80	53 975,27	54 432,32	55 793,12	50 625,40
Обслуживание насосов	тыс.тг.	137 949,35	8 264,16	9 168,54	9 455,06	10 830,34	11 561,39	12 044,69	12 345,81	12 654,45	12 970,81	13 080,65	13 407,66	12 165,81
Обслуживание УПП	тыс.тг.	857 439,68	57 434,78	60 306,52	63 321,84	66 487,93	69 812,33	71 557,64	73 346,58	75 180,24	77 059,75	78 986,24	80 960,90	82 984,92
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг.	185 506,44	11 113,17	12 329,33	12 714,62	14 564,02	15 547,09	16 197,01	16 601,94	17 016,99	17 442,41	17 590,11	18 029,86	16 359,88
Поверка и регулировка	тыс.тг.	146 680,57	8 787,22	9 748,84	10 053,49	11 515,82	12 293,14	12 807,03	13 127,21	13 455,39	13 791,77	13 908,56	14 256,27	12 935,81
Содержание автодорог	тыс.тг.	834 301,40	49 980,66	55 450,25	57 183,07	65 500,60	69 921,89	72 844,86	74 665,98	76 532,63	78 445,94	79 110,20	81 087,96	73 577,35
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	1 179 547,72	70 663,41	78 396,38	80 846,27	92 605,73	98 856,61	102 989,14	105 563,87	108 202,97	110 908,04	111 847,18	114 643,36	104 024,76
Командировочные расходы	тыс.тг.	79 855,60	4 783,93	5 307,45	5 473,31	6 269,43	6 692,61	6 972,38	7 146,69	7 325,36	7 508,50	7 572,08	7 761,38	7 042,50
Расходы по страхованию	тыс.тг.	1 287 379,60	86 233,89	90 545,59	95 072,87	99 826,51	104 817,83	107 438,28	110 124,24	112 877,34	115 699,28	118 591,76	121 556,55	124 595,47
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	1 461 378,16	97 889,02	102 783,47	107 922,64	113 318,78	118 984,71	121 959,33	125 008,32	128 133,52	131 336,86	134 620,28	137 985,79	141 435,43
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	138 954,93	9 307,76	9 773,15	10 261,81	10 774,90	11 313,64	11 596,49	11 886,40	12 183,56	12 488,15	12 800,35	13 120,36	13 448,37
Свабирование	тыс.тг.	75 199,64	4 505,00	4 998,00	5 154,19	5 903,89	6 302,40	6 565,86	6 730,01	6 898,26	7 070,71	7 130,59	7 308,85	6 631,88
Ликвидация скважин	тыс.тг.	167 585,51	37 321,48	7 837,51	8 229,39	8 640,85	0,00	0,00	9 532,21	0,00	0,00	20 530,30	0,00	75 493,77
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	49 544 574,03	3 978 131,64	4 034 825,39	4 031 164,46	4 432 456,97	4 622 655,32	4 602 133,85	4 618 339,85	4 411 984,41	4 162 633,10	3 884 752,49	3 584 314,42	3 181 182,13

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельны й период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 958 642,60	181 531,44	192 294,94	195 830,18	192 269,64	187 863,46	178 189,89	182 644,64	157 015,47	129 990,69	117 378,50	120 312,96	123 320,79
Налог на имущество	тыс.тг.	1 286 003,16	190 534,57	178 860,90	159 533,34	140 489,02	122 594,67	106 437,72	91 588,03	78 617,14	67 393,22	57 797,10	49 589,76	42 567,69
Земельный налог	тыс.тг.	49 716,05	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	7 186,93	537,25	567,66	557,52	608,20	618,34	628,48	628,48	628,48	628,48	618,34	618,34	547,38
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	4 573,10	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	3 675 936,07	340 955,26	307 077,65	276 580,17	360 940,58	378 835,85	368 215,48	340 526,27	308 225,60	288 495,61	259 985,53	238 150,45	207 947,62
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	478 113,83	2 388,45	36 162,28	38 412,63	53 817,76	59 222,44	57 322,08	52 013,47	45 907,20	40 762,10	34 863,75	30 727,19	26 514,48
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	506 455,74	49 213,28	44 775,00	40 492,11	38 906,57	44 688,74	44 885,11	44 877,51	44 784,53	42 477,08	39 976,77	37 193,47	34 185,56
Итого производственных затрат	тыс.тг.	57 511 201,50	4 747 815,98	4 799 087,91	4 747 094,52	5 224 012,84	5 421 002,90	5 362 336,70	5 335 142,34	5 051 686,93	4 736 904,37	4 399 896,56	4 065 430,69	3 620 789,75
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг														
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	6 424 159,39	584 718,14	542 180,25	482 894,29	625 283,06	663 900,07	645 288,15	596 763,52	540 157,44	505 581,13	455 617,94	417 352,53	364 422,86
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	4 167 561,20	383 288,25	346 398,89	307 854,15	391 373,71	413 008,98	401 430,59	371 243,66	336 029,29	314 519,54	283 437,69	330 441,95	288 534,49
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	4 935 951,59	479 679,33	433 512,87	385 274,72	489 798,16	516 874,36	490 130,92	442 218,41	390 509,00	386 313,40	339 645,51	303 531,83	278 463,08
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	15 527 672,18	1 447 685,73	1 322 092,00	1 176 023,16	1 506 454,94	1 593 783,41	1 536 849,66	1 410 225,59	1 266 695,73	1 206 414,07	1 078 701,14	1 051 326,32	931 420,43
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	6 864 111,22	691 899,72	633 120,91	549 520,60	689 205,21	720 366,70	687 544,63	623 529,00	556 080,82	509 618,95	450 957,04	404 697,76	347 569,88
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	6 285 133,92	620 276,62	573 076,91	502 333,06	643 608,47	673 388,98	638 547,36	576 126,47	508 758,94	464 578,05	408 455,53	365 025,46	310 958,08
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	578 977,30	71 623,10	60 044,00	47 187,54	45 596,74	46 977,72	48 997,27	47 402,53	47 321,88	45 040,91	42 501,51	39 672,31	36 611,80
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	40 335 528,13	3 430 975,76	3 396 873,22	3 216 869,79	3 802 931,51	3 968 065,22	3 928 564,11	3 780 528,65	3 613 219,97	3 344 484,24	2 797 150,96	2 693 732,84	2 362 131,85
Итого затраты	тыс.тг.	97 846 729,63	8 178 791,74	8 195 961,13	7 963 964,32	9 026 944,36	9 389 068,12	9 290 900,81	9 115 670,99	8 664 906,90	8 081 388,61	7 197 047,52	6 759 163,53	5 982 921,60
Доходы (убытки)														
Производственный доход	тыс.тг.	117 090 012,93	10 321 928,24	9 577 527,32	8 784 169,94	11 639 971,64	12 249 719,49	11 901 506,11	10 986 570,40	9 920 987,26	9 241 799,38	8 291 092,40	7 570 588,89	6 604 151,86
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	97 846 729,63	8 178 791,74	8 195 961,13	7 963 964,32	9 026 944,36	9 389 068,12	9 290 900,81	9 115 670,99	8 664 906,90	8 081 388,61	7 197 047,52	6 759 163,53	5 982 921,60
Операционный доход	тыс.тг.	19 243 283,30	2 143 136,50	1 381 566,19	820 205,62	2 613 027,28	2 860 651,36	2 610 605,30	1 870 899,41	1 256 080,36	1 160 410,77	1 094 044,87	811 425,36	621 230,27
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	12 937 037,22	1 227 008,79	1 174 716,59	1 064 242,56	1 324 582,32	1 388 624,59	1 316 003,43	1 189 371,76	1 051 215,23	958 318,69	843 671,73	754 144,20	645 137,33
Балансовая прибыль	тыс.тг.	6306246,08	916127,71	206849,60	-244036,94	1288444,96	1472026,78	1294601,87	681527,65	204865,13	202092,08	250373,15	57281,16	-23907,07
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	13 552 594,47	2 135 169,88	1 905 860,96	1 691 085,23	1 469 798,43	1 282 332,26	1 101 569,85	944 193,31	806 825,89	689 697,57	589 785,01	504 526,77	431 749,31
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	5690688,83	7966,62	-524294,77	-870879,61	1143228,85	1578319,10	1509035,45	926706,10	449254,46	470713,20	504259,87	306898,59	189480,96
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	7 085 863,20	7 966,62	0,00	0,00	1 143 228,85	1 578 319,10	1 509 035,45	926 706,10	449 254,46	470 713,20	504 259,87	306 898,59	189 480,96
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 266 030,63	183 225,54	41 369,92	0,00	208 881,60	294 405,36	258 920,37	136 305,53	40 973,03	40 418,42	50 074,63	11 456,23	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	5040215,45	732902,17	165479,68	-244036,94	1079563,35	1177621,42	1035681,50	545222,12	163892,10	161673,67	200298,52	45824,92	-23907,07

Таблица 4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	117 090 013	10 321 928	9 577 527	8 784 170	11 639 972	12 249 719	11 901 506	10 986 570	9 920 987	9 241 799	8 291 092	7 570 589	6 604 152
Итого приток средств	тыс.тг.	117 090 013	10 321 928	9 577 527	8 784 170	11 639 972	12 249 719	11 901 506	10 986 570	9 920 987	9 241 799	8 291 092	7 570 589	6 604 152
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	97 846 730	8 178 792	8 195 961	7 963 964	9 026 944	9 389 068	9 290 901	9 115 671	8 664 907	8 081 389	7 197 048	6 759 164	5 982 922
прямые затраты	тыс.тг.	49 544 574	3 978 132	4 034 825	4 031 164	4 432 457	4 622 655	4 602 134	4 618 340	4 411 984	4 162 633	3 884 752	3 584 314	3 181 182
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	7 966 627	769 684	764 263	715 930	791 556	798 348	760 203	716 802	639 703	574 271	515 144	481 116	439 608
расходы периода	тыс.тг.	40 335 528	3 430 976	3 396 873	3 216 870	3 802 932	3 968 065	3 928 564	3 780 529	3 613 220	3 344 484	2 797 151	2 693 733	2 362 132
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	3 357 392	1 905 432	579 109	440 830	180 811	185 405	44 237	21 568	0	0	0	0	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	1 266 031	183 226	41 370	0	208 882	294 405	258 920	136 306	40 973	40 418	50 075	11 456	0
Итого отток средств	тыс.тг.	102 470 152	10 267 449	8 816 440	8 404 794	9 416 637	9 868 879	9 594 058	9 273 544	8 705 880	8 121 807	7 247 122	6 770 620	5 982 922
Поток денежной наличности	тыс.тг.	14 619 860	54 479,10	761 087,04	379 375,66	2 223 334,41	2 380 840,79	2 307 448,15	1 713 025,98	1 215 107,33	1 119 992,35	1 043 970,24	799 969,13	621 230,27
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.													
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	8 541 766	54 479	686 592	308 744	1 632 291	1 576 840	1 378 648	923 315	590 833	491 280	413 111	285 572	200 060
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	7 165 048	54 479	661 815	286 863	1 461 878	1 361 253	1 147 210	740 588	456 804	366 127	296 761	197 740	133 529

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	2	3	4	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	5 902 721	54 479	634 239	263 455	1 286 652	1 148 168	927 312	573 689	339 114	260 474	202 328	129 199	83 610
Накопленный поток денежной наличности														
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	14 619 860	54 479	815 566	1 194 942	3 418 276	5 799 117	8 106 565	9 819 591	11 034 698	12 154 691	13 198 661	13 998 630	14 619 860
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	8 541 766	54 479	741 071	1 049 815	2 682 106	4 258 946	5 637 594	6 560 909	7 151 742	7 643 022	8 056 133	8 341 706	8 541 766
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	7 165 048	54 479	716 294	1 003 156	2 465 035	3 826 288	4 973 498	5 714 086	6 170 890	6 537 018	6 833 779	7 031 519	7 165 048
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	5 902 721	54 479	688 718	952 174	2 238 825	3 386 993	4 314 305	4 887 994	5 227 108	5 487 582	5 689 911	5 819 110	5 902 721

4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В 2021г АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г». Из протокола заседания Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых №2378-21-У от 26.11.2021г.: «По III и VI эксплуатационным объектам авторами по результатам технико-экономических расчетов представлены следующие значения КИН: по III объекту – 0,195 доли ед., по VI – 0,453 доли ед. В связи со значительным снижением коэффициентов нефтеизвлечения и извлекаемых запасов нефти, обусловленным экономическими условиями реализации продукции, Комиссией принято решение по данным объектам оставить значения КИН на уровне ранее утвержденных, достижение которых возможно при более благоприятных экономических показателях. Таким образом утвержденные значения КИН составляют: III объект (Ю-0-1, Ю-0-2) – 0,326 доли ед.; VI объект (Ю-II-1) – 0,572 доли ед». Ниже в таблице представлены запасы и значения КИН утвержденные ГКЗ РК.

Объект	Горизонты	Утвержденные запасы		
		НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	КИН, доли ед.
I	М-II-3+М-II-4	4722	1585,0	0,336
II	М-II-1	405	96,0	0,237
III	Ю-0-1, Ю-0-2	2301	750,1	0,326
IV	Ю-0-1 и Ю-0-2+Ю-I-2 (р-н скв. №500)	224	87,3	0,390
V	Ю-I-1/2	608	92,7	0,153
VI	Ю-II-1	4190	2396,7	0,572
VII	Ю-III-1	297	15,5	0,052
Возвратный	Ю-III-26	75	9,9	0,132
VIII	Ю-IV-d	541	8,5	0,016
Всего		13363	5041,7	0,377

Согласно постановлению ГКЗ РК утвержденный коэффициент извлечения нефти по месторождению в целом составляет 0,377 доли ед.. Данный показатель является технико-экономическим параметром и утвержден по варианту, соответствующему по системе разработки рассмотренному и рекомендуемому 2 варианту в рамках настоящего проектного документа. В связи с этим в настоящем разделе производится сопоставление утвержденного КИН и прогнозных коэффициентов нефтеотдачи за рентабельные периоды по рассмотренным вариантам разработки (табл. 4.3.1).

В 2023г на основе новых геолого-геофизических и геолого-промысловых данных по результатам бурения скважин №№417, 418 на горизонте М-II-4, АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» был составлен «Прирост запасов горизонта М-II-4 месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2023г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2577-23-У от 27.07.2023г.

Таблица 4.3.1 - Сопоставление утвержденных и расчетных (экономических) коэффициентов извлечения нефти из недр (КИН)

Объект	Утвержденные в ГКЗ РК			Варианты	Расчетные КИН, д.ед.	Прогноз. извлеч. запасы, тыс.т
	КИН, д.ед.	Геолог. запасы, тыс.т	Извлеч. запасы, тыс.т			
I	0,336	4722	1585,0	1	0,337	1589,1
				2	0,364	1717,2
II	0,237	405	96	1	0,250	101,4
				2	0,253	102,4
III	0,326	2301	750,1	1	0,204	469,0
				2	0,325	747,6
IV	0,39	224	87,3	1	0,407	91,2
				2	0,408	91,4
V	0,153	608	92,7	1	0,156	95,1
				2	0,157	95,7
VI	0,572	4190	2396,7	1	0,488	2043,1
				2	0,579	2425,6
VII	0,052	297	15,5	1	0,047	13,9
				2	0,052	15,5
VIII	0,016	541	8,5	1	0,014	7,7
				2	0,016	8,5
"ОВ"	0,132	75	9,9	1	0,008	0,6
				2	0,144	10,8
По месторождению	0,377	13363	5041,7	1	0,330	4411,2
				2	0,390	5214,8

По результатам расчетов наименее привлекательными выглядит вариант 1, по которому прогнозный КИН в целом по месторождению составил 0,330 д.ед. Недостижение утвержденного КИН в варианте 1 объясняется отсутствием ГТМ и продолжением разработки месторождения существующим фондом скважин.

Как видно из таблицы 4.3.1, наиболее привлекательным выглядит вариант 2, по которому значение расчетного рентабельного КИН составляет 0,390 д.ед. в целом по месторождению.

По результатам анализа можно сделать вывод, что 2 вариант разработки обеспечивает достижение утвержденных ГКЗ РК значений коэффициентов извлечения нефти по объектам разработки и по месторождению в целом.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Экономический анализ проведен по двум вариантам для оценки возможных финансовых и экономических последствий реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов.

Анализировались: проектный уровень добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Результаты технико-экономических расчетов приведены в таблице 5.1.

Результаты расчетов:

Рентабельный период составил:

1 вариант – 2026 - 2031 гг.

2 вариант – 2026 - 2037 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 1532.1 млн. тенге.

2 вариант – 3357.4 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 47282.3 млн. тенге.

2 вариант – 97931,5 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 6892.1 млн. тенге.

2 вариант – 12257.5 млн. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 954.5 млн. тенге.

2 вариант – 8521.0 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту. Таким образом, рекомендуемым является второй вариант.

Таблица 5.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки по месторождению в целом

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам	
		1	2
Рентабельный период	период	2026 - 2031	2026 - 2037
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.л/год	1 788,04	1 835,85
Проектный уровень добычи нефти	тыс.л/год	70,53	79,75
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	1 892,99	1 945,55
Ввод новых скважин из бурения	шт.	0	1
Нефтедобывающих	шт.	0	1
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	354,20	744,36
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	4 641,22	5 031,39
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	107,07	231,93
добыча природного газа	млн. м3	0,00	81,97
добыча жидкости за рентабельный период	тыс. т	10 486,01	20 273,92
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	28 622,40	38 410,31
закачка воды за рентабельный период	тыс. м3	11 150,58	21 798,84
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	30 046,43	40 694,70
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,330	0,358
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97,10%	97,47%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг.	50 218,3	117 090,0
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг.	1 532,1	3 357,4
в строительство скважин	млн. тг.	216,5	1 059,1
в нефтепромысловое строительство	млн. тг.	1 315,6	2 298,2
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг.	47 282,3	97 931,5
производственные расходы	млн. тг.	24 229,6	49 461,1
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг.	3 972,3	7 966,0
непроизводственные расходы	млн. тг.	19 080,4	40 504,5
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг.	55 920,6	111 484,1
Чистые недисконтированные поступления			
- Поток денежной наличности	млн. тг.	1 326,2	14 555,6
- Поступления Государству	млн. тг.	8 706,7	19 413,2
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	954,5	8 521,0
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	858,0	7 152,5
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	764,3	5 896,8
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг.	6 892,1	12 257,5
при ставке дисконта в 15%	млн. тг.	6 389,9	10 667,7
при ставке дисконта в 20%	млн. тг.	5 882,8	9 219,4
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	1,866	5,335
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	1,647	3,766
при ставке дисконта в 15%	ед.	1,588	3,385
при ставке дисконта в 20%	ед.	1,529	3,024

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Выбор рационального способа подъёма жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения Нуралы исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

На дату составления Дополнения к Проекту разработки (на 01.01.2026г.) добыча нефти на месторождении Нуралы осуществляется механизированными способами.

Скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН), установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По состоянию на 01.01.2026г весь пробуренный фонд скважин составляет 115 ед. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числятся 37 ед. 35 скважин действующего фонда в работе, 2 скважины в простое. В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числится 15 ед., из них 10 скважин в работе, 5 скважин в простое.

Ликвидированны фонд скважин составляет 3 ед.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин рекомендуемого варианта за проектно-рентабельный период, т.е. до 2037г, полная версия технологических показателей вариантов разработки представлены в главе 4.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта все скважины планируется эксплуатировать механизированными способом, со средними дебитами на одну скважину по жидкости от 105 до 143 т/сут. Средняя обводненность варьируется от 93,7 до 94,18. В 2032г эксплуатационный фонд добывающих скважин достигнет значения – 45ед.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по рекомендуемому варианту разработки

Способ эксплуатации	Показатели	Годы							
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Механизированный	Ввод скважин из бурения	1	0	0	0	0	0	0	0
	Эксплуатационный фонд	38	39	38	43	44	45	45	45
	Дебит по жидкости, тн/сут:	-	-	-	-	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	143	125,3	125,7	126,5	122,8	116,3	109,0	106,3
	Средняя обводненность, %	93,77	94,50	94,50	94,31	94,44	94,62	93,23	92,03

Продолжение таблицы 6.1.1

Способ эксплуатации	Показатели	Годы			
		2034	2035	2036	2037
Механизированный	Ввод скважин из бурения	0	0	0	0
	Эксплуатационный фонд	45	44	44	38
	Дебит по жидкости, тн/сут:	-	-	-	-
	максимальный	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-
	средний	106,7	107,7	108,8	105,6
	Средняя обводненность, %	92,19	92,77	93,32	93,86

Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и заданных условий эксплуатации скважин, рекомендуемого варианта разработки.

Фонтанирование скважин на месторождении Нуралы должно быть обусловлено достаточным запасом пластовой энергии и достаточно большими давлениями на забое, способными преодолеть гидростатическое давление газожидкостного столба в скважине, противодействие на устье и давление, расходуемое на трение, связанное с движением жидкости.

Так как месторождение Нуралы находится на четвертой стадии разработки и не обладает запасом пластовой энергии условие фонтанирования для Объектов разработки не рассматривается.

Обоснование выбора оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче рекомендуется использование установок штанговых глубинных насосов (УШГН), установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Установка штангового глубинного насоса (УШГН)

Технические характеристики УШГН.

УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и среднедебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1500 м). К преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), отсутствие дефицита и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60% при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{\text{пр}} > 0,35 \div 0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10%.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных

профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п., кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Устьевое оборудование

Устья скважин оборудованы типичной фонтанной арматурой на 21 МПа.

На устьях штанговых глубиннонасосных скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. Через отверстие в планшайбе при исследованиях спускают глубинные манометры. Кроме того, через это отверстие отбирается газ. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой. Наземными приводами УШГН служат станки-качалки.

Колонна насосных штанг присоединена к головке балансира СК через полированный шток. Полированные штоки работают внутри тройника-сальника, что обеспечивает хорошую герметизацию устья. С помощью канатной подвески полированный шток присоединен к головке балансира станка-качалки.

Внутрискважинное оборудование

На месторождении для подъема жидкости на поверхность рекомендуются использовать скважинные насосы типа 25-150-RHBM и 25-175-RHBM, которые спускаются в скважину (168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром Ø 73 мм на необходимую глубину в зависимости от залегания продуктивных пачек.

Принцип работы глубинных насосов заключается в поступательно-возвратном движении плунжера, в процессе которого производится всасывание и нагнетание жидкости через внутреннюю полость насоса в насосно-компрессорные трубы. Насосно-компрессорные трубы служат для подвешивания насоса на заданной глубине и лифтом для подъема жидкости из скважины на выкидную линию скважины.

Применение на добывающих скважинах штанговых глубинных насосов дает возможность оперативно изменять параметры работы скважины в зависимости от ситуационной характеристики, посредством увеличения/уменьшения длины хода штока, либо числа качаний. В зависимости от добычных возможностей скважины могут

применяться насосы различных диаметров.

Применяемая одноступенчатая колонна штанг диаметром 38, 25, 22 и 19 мм является рациональной для скважин, оборудованных станками-качалками. Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добычным возможностям скважин.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН)

На месторождении рекомендовано применение и эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Благоприятные условия для этого создают физико-химические параметры пластовых флюидов, температура и глубина залегания продуктивных горизонтов, а также параметры эксплуатационных колонн.

Технические характеристики УЭЦН.

Электроцентробежные насосные установки (УЭЦН) имеют очень большой диапазон подач для подбора - от 25 до 1000 м³/сутки, способны развивать напор до 4000 м. Наиболее эффективны эти установки при работе в скважинах с большими дебитами. В высокопродуктивных скважинах (свыше 80 м³/сут) УЭЦН имеют самый высокий КПД (более 50%), но в области небольших подач КПД резко падает. Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок.

По возможности организации дистанционного контроля состояния, а также регулирования производительности УЭЦН существенно превосходит штанговые установки. Также УЭЦН меньше подвержены влиянию кривизны ствола скважины. Надежность работы установки зависит от качественного подбора насоса к скважине и температуры. Для лучшей работы УЭЦН давление на приеме насоса должно быть более $p_{пр} \approx 1,75$ МПа. Однако УЭЦН плохо работают в условиях высоко коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка (до 0,2%), в условиях высокой температуры, большой вязкости ($\mu > 200$ МПа·с).

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ, герметичный ввод электрокабеля, а также для проведения технологических операций, ремонтных и исследовательских работ в скважинах.

В оборудовании устья колонна насосно-компрессорных труб в зависимости от ее конструкции подвешивается в патрубке планшайбы или на корпусной трубной подвеске.

На рисунке 6.1.1 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

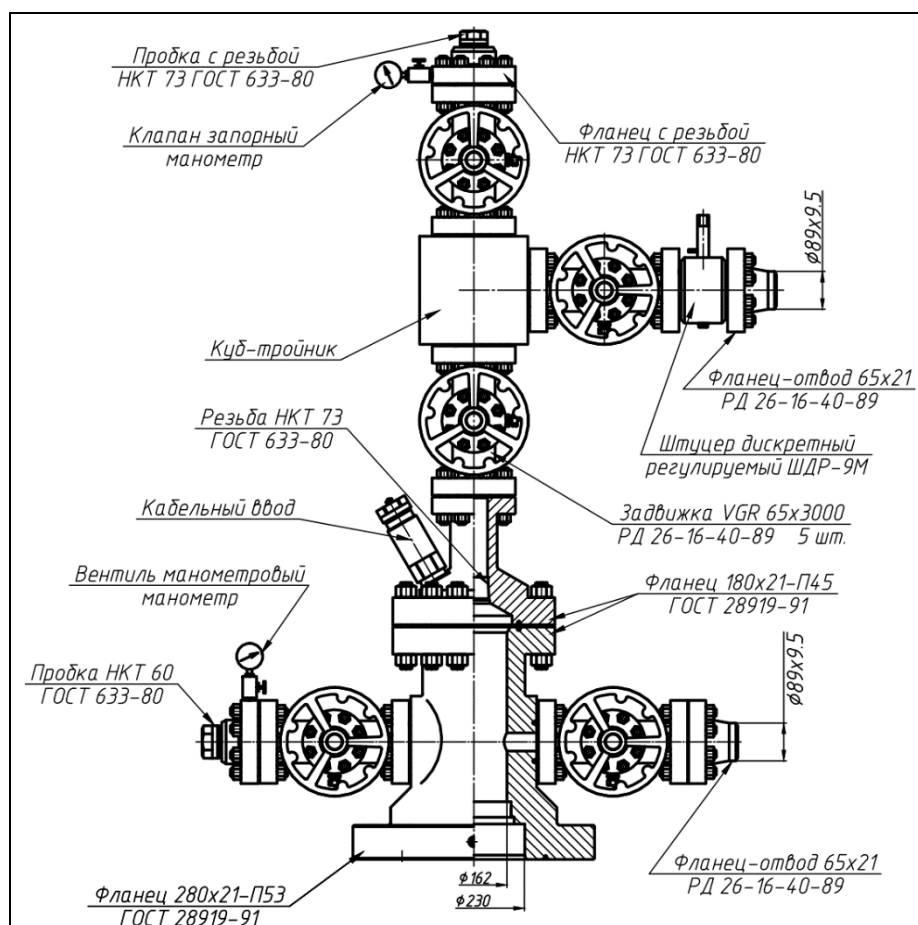


Рис. 6.1.1 - Устьевая арматура УЭЦН

Трубная подвеска, имеющая два уплотнительных кольца, является основным несущим звеном насосно-компрессорных труб с насосом на нижнем конце и сальниковым устройством наверху. Корпус трубной головки имеет отверстие для выполнения исследовательских работ.

Наземное оборудование состоит из автоматизированной станции управления как правило с частотно-регулируемым приводом и со встроенными контроллерами, имеющими максимально широкий функционал для работы с УЭЦН и с системой отображения информации, а также возможностью хронологической записи всех основных показаний работы установки. Опционально возможна комплектации системой дистанционного мониторинга и управления УЭЦН по радиоканалам (например, GSM) или линиями связи. К наземному оборудованию относится разгазирующая коробка и повышающий трансформатор (от станции к ПЭД). Наземное оборудование монтируется на специальной площадке (кроме разгазирующей коробки). Высоковольтный кабель от устья до повышающего трансформатора укладывается на подставках над землей. Станция управления подключается к трехфазному источнику переменного тока на 380В.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

В подземное оборудование входят погружной электронасосный агрегат, который объединяет в себе погружной электродвигатель (ПЭД) с гидрозащитой (устройство изоляции полости ПЭД от пластовой среды), погружной блок датчиков телеметрии, центробежный многоступенчатый насос с газостабилизирующими устройствами на входе (газосепаратор, диспергатор и т.п.) и кабельную линию для подачи электроэнергии. Компоновка УЭЦН спускается в скважину на колонне НКТ с креплением кабельной линии с наружи лифта. Над насосом, через 3-5 труб НКТ, устанавливают обратный и сливной клапаны. Герметичный выход кабеля из скважины производится через кабельный ввод в фонтанной арматуре.

Типоисполнения УЭЦН возможны в различных комбинациях - исполнениях термостойком, коррозионностойком, износостойком (значительно влияет на стоимость УЭЦН). Установки, как правило, оснащаются погружной системой телеметрии для получения показаний температуры, давления в зоне подвески погружного электродвигателя насоса. Имеются телеметрии для УЭЦН с датчиками вибрации и расходомерами. Кабельные линии имеют термовставки из более дорогого освинцованного EPDM кабеля на 230°C и основной линии кабеля с полимерной изоляцией на 120-130°C.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов.

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождении Нуралы являются асфальто-смолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании, а также коррозия промыслового оборудования. Возникновение осложнений приводит к снижению дебита скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Мероприятия по борьбе с асфальто-смолистыми парафиновыми отложениями

Содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых веществ приводит к снижению производительности скважин и осложнениям при эксплуатации за счёт отложений их на забое и при фильтровой зоне, а также на стенках НКТ и трубопроводов системы сбора и транспорта нефти.

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и переходом нефти из пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура, уменьшается растворимость по отношению к

парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин. Парафины выпадают из нефти в виде мельчайших твердых кристаллов. При некоторых условиях эти кристаллы могут осаждаться на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, в подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти.

Парафин образовывается при понижении температуры вследствие расширения газа при снижении давления во время движения по стволу скважины.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых штангово-глубинным насосами (ШГН), в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии.

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Обводнение изменяет физические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;

- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

На данный время по месторождению Нуралы осуществляется механическое скребкование ствола НКТ скребками лезвийными (с ножами) для УДС, D - 58 мм. Длина скребка - 1900 мм. Масса - 10кг. УДС (установка депарафинизации скважин) назначение: механическая очистка от парафина труб НКТ фонтанных и оборудованных ЭЦН-ами нефтяных скважин

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей. В настоящее время на месторождении применяется промывка горячей водой ОГВ, выкидных линии и ствола НКТ через затрубное пространство скважин с применением диспергатора парафина марки Рандап-6028 (РауанНТех) из расчета на 1 м³ теплоносителя - 1-2 литра диспергатора парафина.

Как следует из представленных данных, фонд скважин, подверженных парафинизацией составляет более 70% от фонда эксплуатационных скважин, и проблема защиты промыслового оборудования от АСПО продолжает оставаться весьма значительным. Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Очистка призабойной зоны

Для очистки призабойной зоны от осадков применяются солянокислотные обработки (СКО). При наличии песка, цементирующего и скелетного веществ пород пласта, глинистого материала (в форме глинистой или цементной корки) в состав кислотной композиции вводится плавиковая кислота. Для снижения сопротивления при проникновении раствора в пласт, замедления реакции и лучшего извлечения продуктов реакции за счет снижения межфазного натяжения вводятся поверхностно-активные вещества.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

Эксплуатация обводненных скважин сопровождается коррозией насосно-компрессорных труб (НКТ) и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки скважинной продукции. Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов рекомендуется использовать водорастворимые ингибиторы коррозии.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн от коррозии

необходимо установить пакер и предусмотреть ингибиторную защиту (заполнение затрубного пространства жидкостью с ингибиторами коррозии). Подачу ингибиторов осуществлять периодически в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ с помощью передвижных или устьевых дозировочных насосов (НД).

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии в систему сбора и подготовки нефти применяются блочные установки. Более высокий эффект достигается при непрерывной подаче ингибитора в систему.

Производительность насоса для закачки ингибиторов в защищаемую систему определяется по формуле $q = (Q + C_2)/(240C_1\rho)$, где Q - расход жидкости в защищаемой системе, м³/сут; C_1 - концентрация ингибитора в рабочем растворе, %; C_2 - рекомендуемая концентрация ингибитора в транспортируемой жидкости, г/см³; ρ - плотность рабочего ингибитора, г/см³; 240 - переводной коэффициент.

Присутствие в пластовых водах большого количества ионов хлора и сульфата может инициировать локальную коррозию и внедряются в пассивирующую поверхность металла оксидные или сульфидные плёнки, способствует их локальному растворению и, тем самым, инициирует локальные коррозионные процессы в виде язв и питтингов. Присутствие значительного количества сульфатов в подтоварных водах может инициировать появление сероводорода в газе по отдельным скважинам. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного сероводорода.

Для защиты от коррозии системы сбора и подготовки нефти применяется ингибиторы коррозии марки Easy-CI с дозировкой 25 гр/м³. Ингибитор коррозии Easy-CI - предназначен для коррозионной защиты наземного оборудования и коллекторов системы водоподготовки начиная от трехфазных сепараторов на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), установки предварительного сброса воды (УПСВ), установки подготовки нефти (УПН) до технологических линии и оборудования блочно-кустовой насосной станций (БКНС), а также внутрипромысловых коллекторов транспортирующие высокообводненную жидкость. Для подавления и контроля роста СВБ (сульфатовосстанавливающие бактерии) и для защиты от биокоррозии нефтепромыслового и газодобывающего оборудования, контактирующего со средами носителями, зараженными СВБ бактериями на месторождении Нуралы, применяются бактерициды марки Ранцид-7016 ТОО «РауанНТех» и «Ecoside-010» ТОО «КазЭкоХим» с постоянной дозировкой 40 гр/м³ и ежекадно по 250 гр/м³.

Методы предупреждения отложения солей делятся на физические, химические и технологические. Физические методы делятся на воздействие на продукцию магнитным

полем или акустическим полем. Технологические — это защитные покрытия, подбор и подготовка рабочего агента для системы поддержания пластового давления. Также к технологическим методам относится изменение технологических режимов работы скважин и насосного оборудования. Также к методам предупреждения солеотложения относятся химические методы — это применение различных ингибиторов солеотложений.

Как и при парафиноотложений, предотвращение отложений солей является гарантией безаварийной эксплуатации скважин и промышленного оборудования. В целях проведения обработок горячей водой (ОГВ) и обработки добываемых пластовых вод используется ингибитор солеотложения марки «Ранскейл-4115» производитель ТОО «РауанНТех» (предназначен для предотвращения отложения и осадкообразования различных солей на оборудовании глубинно-насосного оборудования (ГНО) скважин при обработках ОГВ, в частности для предотвращения образования сульфата бария, карбоната кальция и сульфата стронция) с дозировкой (1 литр на 10 м³ теплоносителя для обработки скважин, 90 грамм/м³).

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины, нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с пескопроявлением в ходе эксплуатации скважин

В большинстве случаев вынос песка в скважину объясняется действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основной массы и выносятся в скважину.

Добиться продуктивности скважин особенно трудно там, где пластовые пески склонны к разрушению. При выносе песка наиболее существенным осложнением является образование песчаных пробок в эксплуатационных и лифтовых колоннах скважин, которые ограничивают ее производительность. Для восстановления продуктивности скважин обычно используют следующие методы:

- удаление пробки промывкой или желонированием;
- установка на забое скважин специальных средств задержания песка;

- снижение дебитов в целях уменьшения интенсивности выноса песка из пласта в скважину;
- увеличение скорости движения жидкости в трубах, либо применение лифтовых труб меньшего диаметра.

Наиболее простым методом является установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры. При применении этого метода борьбы с пескопроявлениями важным конструктивным аспектом является правильный выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка. Применение щелевых фильтров с гравийной насыпкой не требует специальной конструкции забоя скважин.

В целом методы борьбы с выносом песка условно подразделяются на:

- химические способы (обработка песка в пласте);
- механические способы (перекрытие песка на забое).

К химическим методам относят искусственное закрепление рыхлых песков путём ввода в пласт цементирующих веществ или образования их непосредственно в пласте путём окисления нефти.

Механический способ заключается в экранировании скважины от песка путём спуска на забой различного рода фильтров или образования их на месте путём намывки.

В настоящее время на месторождении Нуралы, проблему, связанную с песчаными пробками в скважинах, решается посредством устройства Десендера (УСПШ - установка скважинная пескозащитная) использующее принцип разделения фаз в поле центробежных сил и ускорения струи в кольцевом ускорителе. Пластовая жидкость с песком поступает через входные отверстия в полость корпуса и далее в рабочую область шнекового сепаратора. В процессе закручивания потока в поле центробежных сил происходит разделение твердой и жидкой фаз: твердые частицы, имеющие более высокую плотность, «отжимаются» к периферийной части шнека. Затем поток смеси поступает в кольцевой ускоритель со спиральными пазами, на выходе из которого он резко увеличивает скорость – как линейную составляющую, так и угловую, что позволяет улучшить качество сепарации. Песок попадает в контейнер-пескосборник, очищенная жидкость через всасывающий патрубок поступает в насос. Коэффициент сепарации песка фракций размером $\leq 0,1$ мм (в оптимальной области дебитов) 95%. Минимальный размер сепарируемых частиц, 5 мкм. Твердость рабочих поверхностей шнека и запорного элемента, не менее - 55HRCэ. с использованием шнека №30 в оптимальной зоне применения для дебитов 35-70м³. Во время проведения ПРС и КРС проводят работы с

обратной промывкой скважин от песчаных пробок. На выкидных линиях скважин образование песчаных пробок не наблюдалось.

Применение десендеров хотя и не решает проблему полностью, но позволяет увеличить наработку оборудования на отказ за счет частичной сепарации крупных фракций механических примесей и защиты насоса от залповых выбросов песка, однако использование этого оборудования будет наиболее эффективным в сочетании с технологиями крепления призабойной зоны пласта.

Таким образом мероприятия, проводимые по борьбе с АСПО на месторождении Нуралы, показывают высокую эффективность и позволяют повысить производительность скважин.

В таблице 6.2.1 приведены выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин.

Таблица 6.2.1 – Выполняемые и рекомендуемые мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

№ п/п	Наименование периода	Виды мероприятий	Объемы применения	Периодичность	Примечание
1	На период прогноза	Тепловые методы удаления АСПО: ОГН, ОГВ	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графику	-
2		Механические методы удаления АСПО: (скребки, парафинорезки).	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графику	-
3		Ввод ингибиторов коррозии	Нагнетательные скважины, трубопроводы, промысловое оборудование и на вход резервуара пластовой воды	Постоянно	-
4		Промывка песчаных пробок	Добывающие скважины, трубопроводы и промысловое оборудование	Согласно графику	-

6.3. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система сбора и подготовки скважинной продукции – это совокупность трубопроводных коммуникаций и другого оборудования, задачей которых является сбор продукции скважин и транспортировка ее до пунктов подготовки воды, природного газа и нефти.

Система внутривнепромыслового сбора включает в себя:

- устья добывающих скважин;
- выкидные линии (нефтяных скважин);
- замерные установки;

- систему коллекторов для сбора продукции от замерных установок до установок подготовки добываемой продукции.

Действующим проектным документом разработки месторождения Нуралы предусматривается применение герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

По состоянию на 01.01.26 год фонд эксплуатационных скважин составляет - 37 единиц, из которых 2 скважина в простое, остальные в действующем фонде.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения Нуралы предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции на установку подготовки нефти месторождения Нуралы для доведения ее до товарной кондиции и дальнейшей транспортировки по нефтепроводу «Нуралы-Акшабулак» на ЦППН Акшабулак для сдачи потребителю.

Описание существующей системы сбора

На месторождении Нуралы принята двухступенчатая герметизированная система добычи и сбора скважинной продукции. По расположению добывающих площадей, месторождение разделено на 3 составляющие:

- южная часть;
- северная часть;
- установка подготовки нефти, расположенная в центре.

Процесс системы сбора, транспорта и подготовки продукции на УДНГ состоит из УПН Нуралы, куда транспортируется скважинная продукция с АГЗУ кол-ве 5-единиц.

Технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Нуралы представлена на рисунке 6.3.1. Технологическая схема установки подготовки нефти (УПН) показана на рисунке 6.3.3.

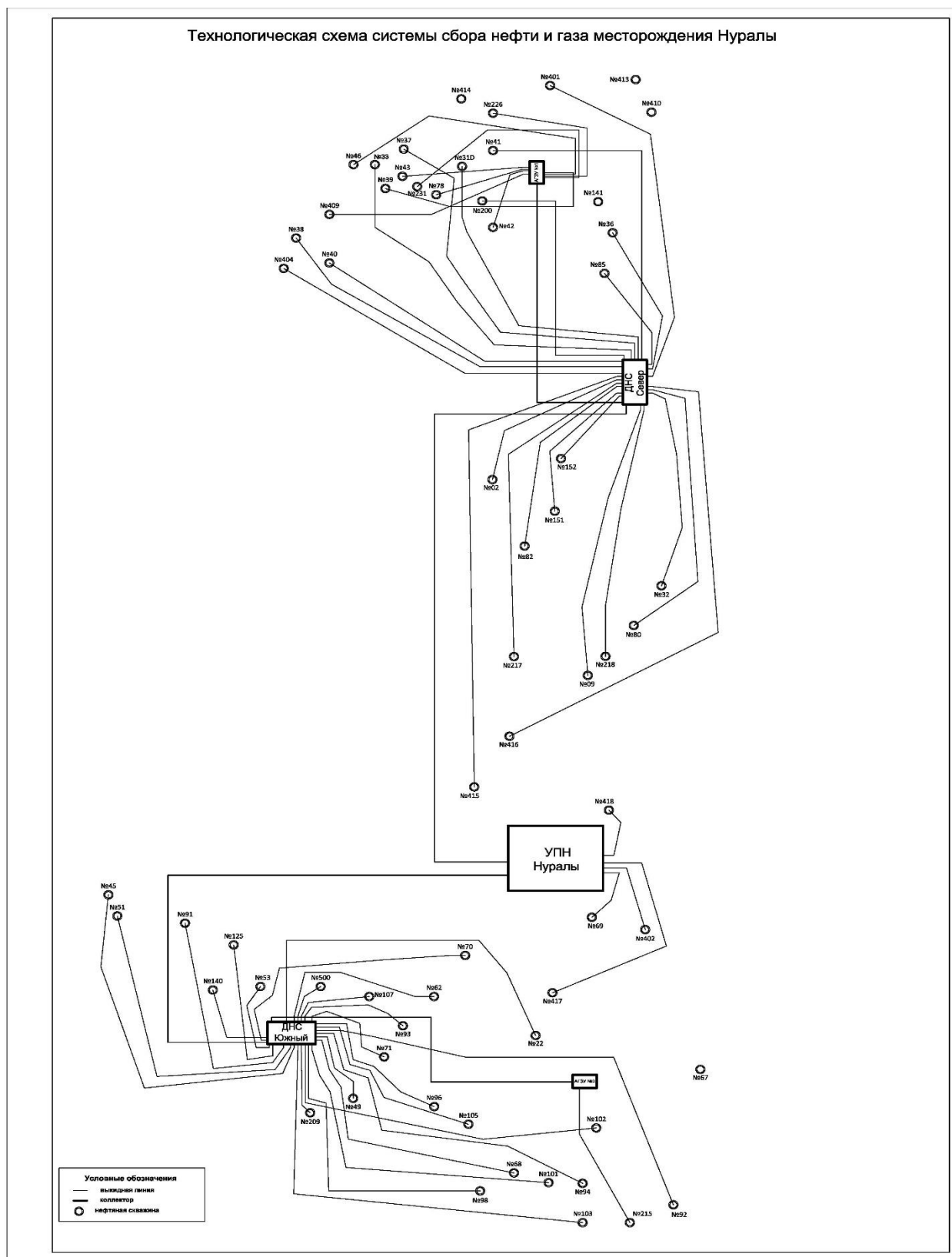


Рисунок 0.1 - Технологическая схема системы сбора нефти и газа месторождения Нуралы

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на дожимную насосную станцию (ДНС-Север, ДНС-Юг). ДНС оборудованы многофазными замерными установками для замера объемов добычи нефти со скважин — ОЗНА Массомер ЕЕ-1500-14.

Описание технологии подготовки скважинной продукции на УПН месторождения Нуралы

Газожидкостная смесь на УПН Нуралы поступает по трем коллекторам, с северной и южной части месторождения Нуралы и с месторождения Аксай, а также скважинная продукция по отдельным выкидным линиям скважин Нуралы – 69, 402 поступает на манифольд УПН.

Объединившись в один коллектор Ø325x10, газожидкостная смесь общим потоком от блока входных манифольдов через приёмную гребёнку поступает на трехфазные сепараторы С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1-И.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ по газопроводу направляется в вертикальные газовые сепараторы С-2/С-2А типа ГС2-1,6-2000-1, где осуществляется его очистка от капельной жидкости.

Основной попутный газ, выделившийся из смеси, после дополнительной очистки в газовом сепараторе, поступает на компрессорную установку К-1/2 (К-3/4) для транспортировки по межпромысловому газопроводу на УПГ-1/2 месторождения Акшабулак. Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти подается в систему ППД.

После первой ступени С-1/С-1А (один резервный) типа НГСВ-1- П-16-3000-1 сепарации нефтяная жидкость с 20% обводненностью направляется на площадку теплообменника подогреваемые теплообменником и печами подогрева П-2/3 (один резервный) для эффективного нагрева продукта. Подогретая до температуры 60-70°C нефть поступает далее на трехфазный сепаратор II-ступени С-3,2 типа ТФСК-Г-200/1,0, который предназначен для более глубокого разгазирования, обезвоживания, и подготовки нефти, далее нефтяная жидкость направляется в дегазатор С-3,1.

На II-ступени сепарации в сепараторе С-3,2 происходит дальнейшее разделение жидкости на воду и нефть. Нефть после II-ступени сепарации подается на III-ступень сепарации в сепаратор С-3.1, где происходит ее окончательная дегазация, выделившийся в процессе сепарации газ также через сепаратор газовый щелевой типа СЩВ-300/1.0 через факельный сепаратор С-5 сбрасывается на факел. Из газокompрессорной газ подается в газопровод «Нуралы-Акшабулак» на установку переработки газа (УПГ-1/2) на м. Акшабулак. На УПН м/р Нуралы производится дозирование химических реагентов: деэмульгатор, ингибитор коррозии, бактерицид, заменитель метанола (подача осуществляется в газопровод Нуралы-Акшабулак). Выделившаяся сточная вода при процессе подготовки нефти на второй ступени сепарации также в систему ППД. Уловленная нефть в резервуарах пластовой воды также сливается в дренажную систему в

ёмкость Е-3, Е-4 для возврата на переподготовку.

После III-ступени сепарации подготовленная нефть бустерными насосами перекачки нефти Н-9А/В откачивается в вертикальные резервуары товарной нефти ёмкостью 3000 м³ – 2-ед, что обеспечивает 5-6 суточный запас товарной нефти на УПН. Далее подготовленная до товарного качества нефть для сдачи потребителю, по нефтепроводу «Нуралы - Акшабулак» протяженностью L-32 км при помощи магистральных насосов KSB №1 и №2 откачивается на ЦППН м/р Акшабулак.

Принципиально-технологическая схема процесса подготовки нефти, поступающей со скважин на УПН месторождения Нуралы, представлена на рисунке 6.3.3.



Мощность установки подготовки нефти месторождения Нуралы

Проектная мощность установки подготовки нефти месторождения Нуралы (УПН) по нефти составляет — 600 000 т/год.

Согласно рекомендуемому варианту разработки на период 2026—2037, показатель максимальной добычи нефти будет составлять в 2030 году в объеме-81,826 тыс тн.

В проектный период 2026-2037 годы ожидается ввод из бурения добывающей скважины №424 в 2026 г. Рекомендуется подземной прокладки выкидного трубопровода, ниже глубины промерзания грунта. Выкидной трубопровод проектной скважины будет подключаться к существующей АГЗУ ДНС-Юг-ОЗНА-1. В 2030 году рассматривается перевод с нагнетательного фонда в добывающий фонд скважины №81. Выкидной трубопровод проектной скважины будет подключаться к существующей АГЗУ ДНС-Север-ОЗНА-1.

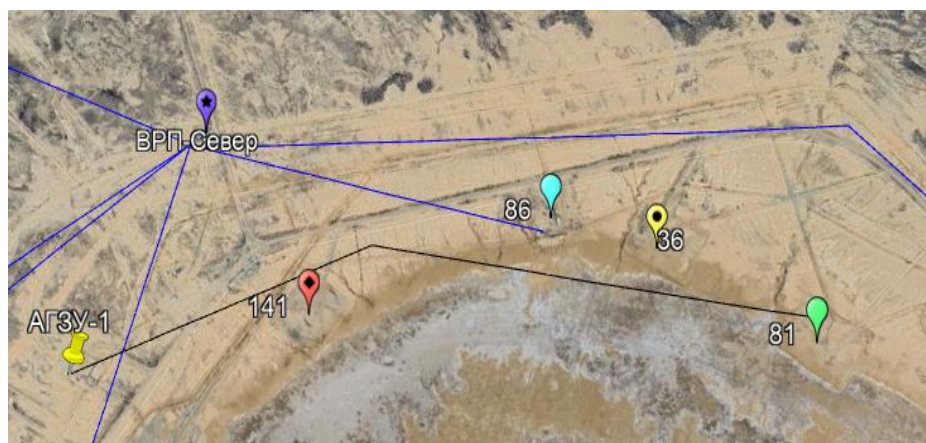
В таблице 6.3.1 технические характеристики трубопроводов проектной добывающей скважины месторождения Нуралы.

Таблица 0.1 — Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Нуралы

I №	№ АГЗУ	№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	ДНС-Юг-ОЗНА-1	424	2026	114х7	2400	стеклопластик
2	ДНС-Север-ОЗНА-2	81	2030	114х7	1350	стеклопластик

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Нуралы представлена на рис 6.3.3.





-проектная добывающая скважина

**Рис. 0.3 - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения
Нуралы**

Технологические потери нефти

В 2026 году был составлен и утвержден документ «Норматив технологических потерь нефти при добыче, внутрипромысловом сборе и подготовке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай»», а также при транспортировке товарной нефти по магистральному нефтепроводу ЦППН Акшабулак – СПТН Кумколь» и «Разработка норматива технологических потерь природного и (или) попутного газа при добыче, сборе, подготовке и транспортировке на объектах группы месторождений ТОО «СП «Казгермунай».

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Нуралы составляет - 0,1185%, по газу – 0,334% и по конденсату 0,8549, куда входят:

По нефти:

- потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов, фланцовые соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры.
- потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;
- потери от испарения нефти товарной нефти при хранении;
- потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества.

По газу:

- потери газа от утечек через неплотности соединений и уплотнений потери из линейных частей газопроводов;
- потери газа из линейных частей газопроводов.

6.4. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

Согласно статье 147 Кодекса РК от 27.12.17 год №125-VI ЗРК «Закона о недрах и недропользовании...» Недропользователь в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязан разработать Программу развития переработки сырого газа. Программа развития переработки сырого газа предусматривает на ближайшие годы реализацию новых проектных решений по развитию мощностей по добыче, системе сбора и транспортировки товарной продукции.

Утилизация газа на месторождении Нуралы осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа месторождений ТОО СП «Казгермунай» на период с 01.01.2026 по 31.12.2026 гг. (Протокол №11/3 от 25.07.2025г.). Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026гг. составляет $V_v-0,22$ млн. m^3 , в том числе по категории $V_6 - 0$ млн m^3 , по категории $V_7 - 0,220$ млн m^3 , по категории $V_8 - 0,0$ млн m^3 и $V_9 - 0,0$ млн m^3 , при добыче газа 13,872 млн m^3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ44VPC00027500 от 08.10.2025г.).

В рамках данной Программы, сырой газ месторождения Нуралы используется на собственные нужды (печи подогрева, водогрейная установка), а также большая его часть направляется на УПГ, для дальнейшей подготовки.

Основными источниками использования сырого газа являются:

- печь подогрева ПП-0,63А – 2 единицы, расход сырого газа составляет — 14 $m^3/ч$;
- печь подогрева ПНК-1,9 – 3 единицы, расход сырого газа составляет — 20,6 $m^3/ч$;
- водогрейная установка ВГУ-100А, расход сырого газа составляет — 100 $m^3/ч$.

Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на период 2026–2037 гг. по 2 варианту разработки (рекомендуемый) приведен в таблице 6.4.1.

Таблица 0.2 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на 2026-2032 гг (1-вариант).

№	Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн. м³/год					
		всего	в работе		в сутки		2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	Добыча газа						19,496	15,913	13,567	17,731	20,322	20,042
2	тех потери						0,065	0,053	0,045	0,059	0,068	0,067
3	Объем сырого газа, используемого на собственные технологические нужды (V1), в т.ч.:						1,663	1,48219 2	1,486252 8	1,48219 2	1,48219 2	1,48219 2
3.1.	ПП-0,63А	2	2	14	24	365	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245
3.2.	ПНК-1,9 Нефтепровод "Нуралы-Акшабулак"	2	2	20,6	24	365	0,361	0,361	0,362	0,361	0,361	0,361
3.3.	ПНК-1,9 УПН Нуралы	1	1	20,6	24	365	0,180	0,180	0,181	0,180	0,180	0,180
3.4.	ВГУ-100А	1	1	100	24	365	0,876	0,876	0,878	0,876	0,876	0,876
4	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, в т.ч.:						0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5	Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)						0,220	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5.1.	Факел "УФМС-350/400 У" (На пилот)		2	1,25	24	365	0,0219	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
5.2.	Продув.газ		1	22,608	24	365	0,198	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198
6	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ Акшабулак						17,54793 7	14,158	11,815	15,970	18,552	18,272
7	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, млн. м3						15,183	12,250	10,223	13,817	16,051	15,810
8	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, тыс.т						3,788	3,056	2,551	3,447	4,005	3,944

Таблица 0.3 - Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения Нуралы на 2026-2038 гг (2-вариант).

№	Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы	Кол-во дней эксплуатации в году	Объем газа, млн. м³/год											
		всего	в работе				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча газа						22,788	27,47 7	25,543	33,47 2	36,56 7	34,64 3	30,888	26,84 9	23,50 0	19,90 5	17,369	14,89 7
2	тех потери						0,076	0,092	0,085	0,112	0,122	0,116	0,103	0,090	0,078	0,066	0,058	0,050
3	Объем сырого газа, используемого на собственные технологические нужды (V1), в т.ч.:						1,663	1,482 192	1,4862 528	1,482 192	1,482 192	1,482 192	1,4862 528	1,482 192	1,482 192	1,482 192	1,4862 528	1,482 192
3.1.	ПП-0,63А	2	2	14	24	365	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245	0,245	0,245	0,246	0,245
3.2.	ПНК-1,9 Нефтепровод "Нуралы-Акшабулак"	2	2	20,6	24	365	0,361	0,361	0,362	0,361	0,361	0,361	0,362	0,361	0,361	0,361	0,362	0,361
3.3.	ПНК-1,9 УПН Нуралы	1	1	20,6	24	365	0,180	0,180	0,181	0,180	0,180	0,180	0,181	0,180	0,180	0,180	0,181	0,180
3.4.	ВГУ-100А	1	1	100	24	365	0,876	0,876	0,878	0,876	0,876	0,876	0,878	0,876	0,876	0,876	0,878	0,876
4	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, в т.ч.:						0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5	Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)						0,220	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
5.1.	Факел "УФМС-350/400 У" (На пилот)		2	1,25	24	365	0,0219	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
5.2.	Продув.газ		1	22,608	24	365	0,198	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199	0,198	0,198	0,198	0,199	0,198
6	Объем сырого газа, подаваемый на УПГ Акшабулак						20,829 276	25,68 3	23,751	31,65 8	34,74 3	32,82 5	29,078	25,05 7	21,72 0	18,13 6	15,604	13,14 5
7	Объем товарного газа, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, млн. м3						18,022	22,22 1	20,550	27,39 1	30,06 0	28,40 1	25,159	21,68 0	18,79 2	15,69 2	13,501	11,37 3
8	Объем СУГ, полученного переработкой сырого газа м. Нуралы, тыс.т						4,496	5,544	5,127	6,834	7,500	7,086	6,277	5,409	4,689	3,915	3,368	2,838

6.5. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

На месторождении Нуралы с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД.

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

На месторождении Нуралы с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода самого месторождения Нуралы и Аксай. В 2026 году были проведены исследования, по определению совместимости воды месторождения Аксай и Нуралы.

В таблице 6.5.1 приведены физико-химический состав исследуемых вод, отобранные с Центрального пункта сбора месторождения Аксай и дожимной насосной станции Нуралы Южный.

Таблица 0.4 – Физико-химический состав воды исследуемых вод.

№ п/п	Параметры	Единица измерения	ЦПС м-я Аксай	ДНС-Юг Нуралы
1	рН	Ед рН	6,69	6,60
2	Плотность при 20 С	г/см ³	1,0537	1,0537
3	Взвешенные вещества	мг/ дм ³	20,00	23,67
4	Кальций		5611,20	5811,60
5	Магний		425,60	212,80
6	(Натрий+Калий) ⁺		23317,17	23256,45
7	Хлориды		46760,77	46315,43
8	Сульфаты		316,50	437,00
9	Гидрокарбонаты		192,15	186,05
10	Общая жесткость	ммоль/дм ³	315,00	307,50
11	Общая минерализация (сумма катионов и анионов)	мг/дм ³	76623,39	76219,33
12	Сухой остаток		77392,50	77335,00
13	Железо Fe ³⁺		4,06	7,28
14	Железо Fe ²⁺		2,24	Менее 0,5
15	Сероводород H ₂ S		Менее 0,8	Менее 0,8
16	Тип воды по Сулину	-	Хлоридно-кальциевый	

По результатам исследования было выявлено, что воды имеют идентичный состав, не приводят к выпадению осадка и совместимы.

Требования к системе ППД

Система ППД должна обеспечивать:

- Необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по нагнетательным скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- Подготовку закачиваемой воды до кондиции (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- Проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки, и месторождению в целом;
- Герметичность и надежность эксплуатации системы промысловых водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- Возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения обработки призабойной зоны нагнетательных скважин с целью повышения приемистости пластов.

Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления. Рабочим агентом является пластовая вода.

Технологический процесс системы ППД

На УПН отделившаяся в сепараторах и резервуарах попутно-добываемая вода, по трубопроводу Ø159х5 мм подается в дренажную емкость Е–2А или в дренажную емкость Е–2, в линию сепаратора высокого давления через блок дозатор БР подается ингибитор коррозии для антикоррозионной защиты водопроводов системы ППД и для подавления роста и развития сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Далее пластовая вода с дренажной емкости Е-2 или с Е–2А поступает в отстойник воды ОВ – 90м³ для очистки от нефтяной пленки и механических примесей. Нефть, уловленная в ОВ, сбрасывается в дренажную линию. Пластовая вода после очистки в ОВ по трубопроводу Ø 219х8 поступает в резервуар РВС №1 или поступает в резервуар РВС №2. Скопившаяся нефтяная пленка из резервуаров РВС №1, с РВС №2 по переливному трубопроводу Ø150х6 отводится в дренажную емкость Е-3. По мере наполнения дренажной емкости, жидкость по дренажной линии Ø108х6 насосом Н-01 типа НВ-Е-50/50 откачивается на коллектор манифольда. Газ, выделившийся в дренажной емкости, по газовой линии Ø108х6 сбрасывается на сепаратор С-1.

После пластовая вода поступает в резервуар подготовленной пластовой воды РВС объемом V-1000 м³. Далее направляется на БКНС (блочная кустовая насосная станция).

От БКНС посредством высоконапорных водоводов условным диаметром \varnothing 150 мм подготовленная пластовая вода с помощью насосов подается до водораспределительного пункта (ВРП). Далее от ВРП по высоконапорным водоводам диаметром \varnothing 100 мм до нагнетательных скважин.

Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Нуралы представлена в таблице 6.5.2.

Таблица 0.5 – Технические характеристики трубопроводов (нагнетательных линий) нагнетательных скважин месторождения Нуралы

№	Место подключения	№ скважины	Протяженность нагнетательных линий, м	Диаметр, мм	Материал исполнения
1	ВРП Север	81	1580	120x10	сталь
		79	760	114x7	стеклопластик
		44	900	114x7	сталь
		5 (ликвид)	330	114x7	сталь
		86	900	114x7	сталь
		34	1275	114x7	стеклопластик
2	ВРП Юг-1	26	2828	114x7	стеклопластик
		28	2796	114x7	стеклопластик
		66	3904	114x7	стеклопластик
		106	1516	114x7	стеклопластик
3	ВРП Юг-2	97	4777	114x7	стеклопластик
		210	4665	114x7	стеклопластик
		216	4415	114x7	стеклопластик
		65 (ликвид)	475	114x7	стеклопластик
4	Коллектор ВРП Север	83	1547	114x7	стеклопластик
		84	2850	114x7	стеклопластик
		405	65	114x7	стеклопластик

Согласно таблице 6.5.1 на месторождении функционируют 3 водораспределительные пункты (ВРП), диаметр нагнетательных линии составляет 100 мм, материалом исполнения которых являются стальные и стеклопластиковыми трубы.

Принципиальная схема системы ППД месторождения Нуралы представлена на рисунке 6.5.1.

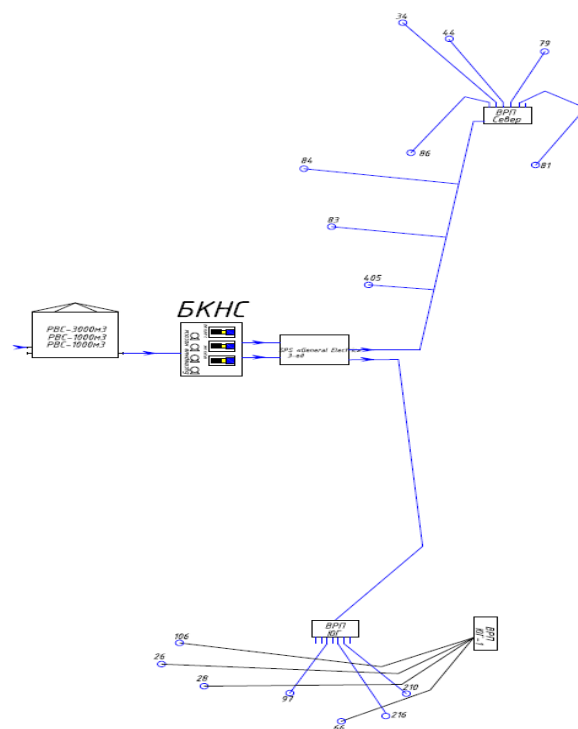


Рисунок 0.1 – Принципиальная схема системы ППД месторождения Нуралы

Анализ мощности системы ППД

На БКНС месторождения Нуралы располагаются насосы типа:

- насос центробежный многоступенчатый GE 125-140 в количестве 3-х единиц.

Производительность 125 м³/ч.

Согласно проектным данным, максимальный объем закачки воды системы ППД за проектный период 2026-2037 г будет достигнут в 2030 году и составит 1885,702 тыс. м³.

В таблице 6.5.3 приведены параметры работы насосов системы ППД.

Таблица 0.6 – Параметры работы насосов системы ППД

	Насос	Рабочий агент	Кол-во	Закачка	
				м³/сут	м³/год
1	GE 125-140	Попутная вода	3	9000	3285000

Как видно из таблицы 6.5.2 степень загруженности насосов не достигает максимального значения, согласно техническим характеристикам насосного оборудования. В случае увеличения объема закачки, данные насосные установки вполне смогут обеспечить необходимые режимы закачки воды системы ППД. Также в резерве находятся насосы «GE 125-140» – 1 единица, подача данных насосов может обеспечить полную закачку агента, в случае аварийной остановки рабочих насосов.

Требования к качеству закачиваемой воды

При применении системы ППД, особое внимание уделяется качеству закачиваемого агента в пласт, так как следствием некачественной подготовки и закачки

является загрязнение пластов и низкий коэффициент нефтеотдачи.

Результаты состава и физико-химических свойств воды месторождения Нуралы отображены в таблице 6.5.4.

Таблица 0.7 – Результаты состава и физико-химических свойств воды, применяемой для заводнения

Горизонт (объект)	Источники водоснабжения	Содержание механических примесей,	Содержание ионов мг*л								Общая минерализация, г/л
			pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ⁺⁺ +F ⁺⁺⁺	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
PBC-1000	Попутно-добываемая вода	-	6,85	603,5	45969,79	210,45	5761,5	486,4	22660,75	8,4	75692,39

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.5. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Таблица 0.8 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	-	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50

1. Значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5. Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы 6,85.

2. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.

4. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм;

По результатам гидродинамических исследований коэффициент проницаемости пород по объекту составляет:

Наименование	Объекты				
	I	II	III	V	VI
Проницаемость, мкм ²	0,0265	0,0076	0,0188	0,0052	0,0151

Согласно данным, приведенной в таблице проницаемость коллекторов составляет от 0,0052 до 0,0265 мкм², соответственно согласно требованиям СТ РК 1662-2007, содержание механических примесей в воде не должно превышать 3 мг/л, а содержание нефтепродуктов не более 5 мг/л.

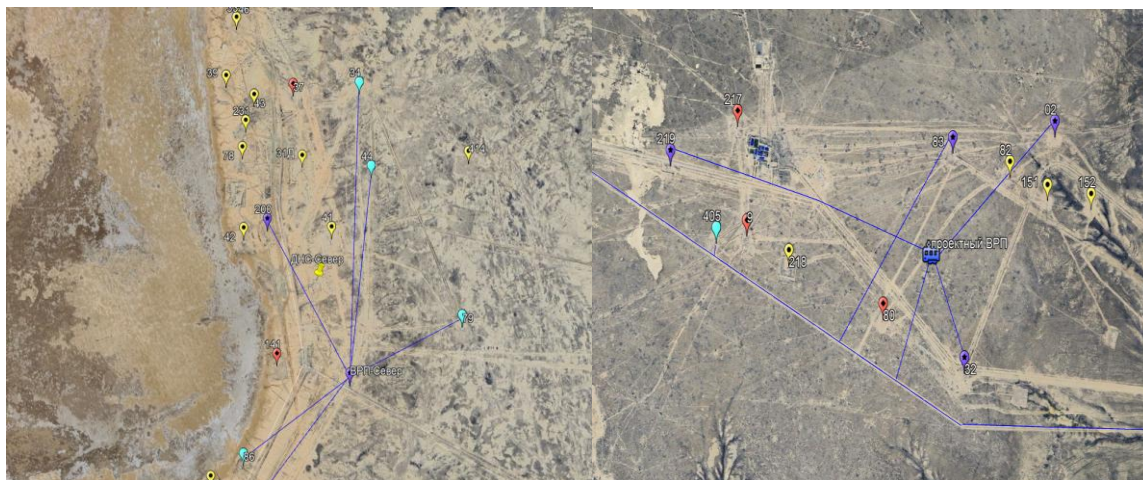
В проектный период 2026-2037 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №200, №219, №83 и №418 в 2026 г, №2 и №32 в 2027 году и №419 в 2029 году. Прокладка нагнетательного трубопровода будет подключаться к проектной ВРП (№219,2,32). Трубопровод от основного коллектора до ВРП Ø219мм 1140м.

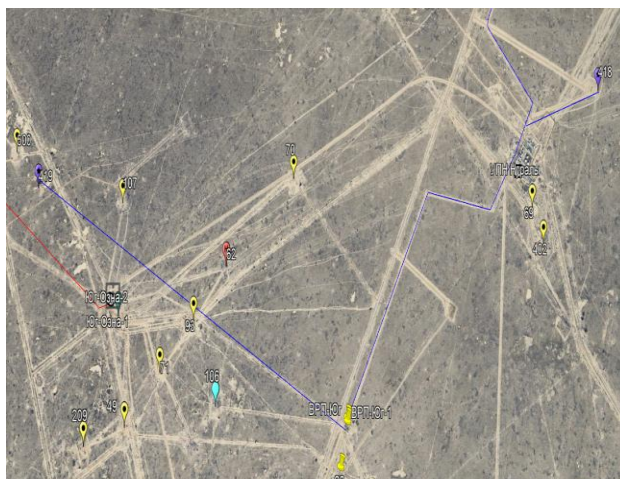
В таблице 6.5.6 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Нуралы.

Таблица 0.9 — Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Нуралы

№	№ ВРП	№ скважин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	проектный	219	2026	114х7	2415	стеклопластик
2	ВРП-север	200	2026	114х7	855	стеклопластик
3	коллектор	418	2026	114х7	1010	стеклопластик
4	проектный	83	2026	114х7	770	стеклопластик
5	проектный	2	2027	114х7	1415	стеклопластик
6	проектный	32	2027	114х7	754	стеклопластик
7	ВРП-Юг-2	419	2029	114х7	4150	стеклопластик
8	Трубопровод от проектной ВРП до основного коллектора		2026	219	900	сталь

Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения Нуралы представлена приведена на рис 6.5.2.





-проектная нагнетательная скважина

Рисунок 0.2 - Схема расположения проектных нагнетательных скважин месторождения Нуралы

В ближайшие годы с линии нагнетательной скважины №216 пластовая вода будет поступать на линию скважин №10Д и №47 месторождения Аксай, протяженность которых будет составлять 6500 и 2500 м.



Рисунок 0.3 - Схема проектной нагнетательной линии от скважины №216 месторождения Нуралы на №10Д, №47 Аксай

6.6. Требования к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Основными техническими требованиями к рабочему агенту для заводнения являются:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и

оборудования скважин;

- предупреждение жизнедеятельности сульфат восстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

На основе данных технических требований формулируются требования к качеству подготовки закачиваемых вод.

Требования к качеству закачиваемого агента

Вода используемая для заводнения нефтяных пластов должна соответствовать нормативной документации СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007 г.

7. РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, РЕКОМЕНДАЦИИ К МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН.

7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.

В данном разделе рекомендуемая конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, параметры бурового раствора и другие аспекты бурения рассматриваются в технических проектах на строительство скважин.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, графика совмещенных давлений, опыта бурения ранее законченных скважин в сходных горно-геологических условиях, анализа данных имевших место осложнений, с учетом технологических регламентов, а также материально-технических и экономических ограничений, выявленных по охране недр и окружающей среды.

В рамках настоящего отчета «Дополнение к проекту разработки месторождения Нуралы» по основному варианту предусматривается бурение одной вертикальной эксплуатационной скважины №424 и одной оценочной скважины №422, а также по резервному варианту предусматривается бурение 11 скважин №№ 420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432 на контрактной территории АО «Казгермунай».

Приведенные в данном разделе требования к конструкциям скважин носит рекомендательный характер.

Конструкция скважин проектируется на основании анализа литологических особенностей пород, слагающих стенки скважины, и анализа ожидаемых осложнений.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза, глубина залегания целевых объектов освоения и опыт проводки ранее пробуренных скважин.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины; условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины №424 рекомендуется следующая конструкция на месторождении Нуралы:

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1850м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция скважины (таблица 7.1.1)

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция вертикальных скважины

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	-	2300,0	3	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1850	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Для оценочной скважины №422 рекомендуется следующая конструкция на месторождении Нуралы:

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1850м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плашечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина),

манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция скважины (таблица 7.1.2)

Таблица 7.1.2 - Рекомендуемая конструкция оценочной скважины

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	-	2300,0	3	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1850	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Конструкция скважин по резервному варианту предусматривается бурение 11 скважин №№ 420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432.

Шахтовые направление Ø2300мм(бетонное кольцо) на глубину 3м, устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 50м, с целью перекрытия четвертичных сыпучих отложений (песков). На устье скважины устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья, с целью перекрытия верхних малоустойчивых слоев и для перекрытия водоносных горизонтов неоген-четвертичных и палеогеновых отложений, с целью предотвращения их загрязнения при дальнейшем бурении скважины;

Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 750м, с целью перекрытия пресных верхнемеловых, палеогеновых и грунтовых вод, солоноватых альб-сеноманских и сенонских вод, а также для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье устанавливается ПВО. цементируется с подъемом цементного раствора марки ПТЦ-I-G-СС-1 до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3мм спускается на глубину 1850м с целью разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

С целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых выбросов жидкости или газожидкостной смеси и фонтанов при бурении, испытании, опробовании и освоении, охраны окружающей среды от загрязнения на устье

скважины установлены противовыбросовое оборудование (ПВО). ПВО представляет собой комплекс, состоящий из блока превенторов (плащечные с ручным или гидравлическим управлением, универсальные, соединительные катушки и крестовина), манифольда (блок глушения, блок дросселирования с запорной и регулирующей арматурой, напорные трубопроводы и блок сепаратора бурового раствора) и гидравлического управления превенторами.

Ниже приведена рекомендуемая конструкция для резервных скважин №№ 420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432 (таблица 7.1.3)

Таблица 7.1.3 - Рекомендуемая конструкция для резервных скважин

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	-	2300,0	3	До устья
2. Кондуктор	445,5	339,7	50	До устья
3. Промежуточная колонна	311,1	244,5	750	До устья
4. Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1850	До устья
Примечание - в таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

Комплекс ПВО обеспечивает проведение следующих работ:

- герметизацию скважины, включающую закрывание-открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением;
- спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе;
- циркуляцию бурового раствора с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию;

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн на глубину до 1850м и быть достаточно высокой транспортабельностью и монтаже способной.

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения проектируется согласно п.2.2.3.14 РД 08-200-98 и с учетом опыта строительства скважин на месторождении Нуралы.

Бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками с грузоподъемностью не менее 1700 кН. (ZJ-30).

Буровые установки должны быть укомплектованы механизмами для приготовления буровых растворов, 4-х ступенчатой очисткой, песко-илоотделителями, центрифугами и дегазаторами. В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питаются от дизель-электрической станции. Буровые насосы, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения.

При бурении вертикальной скважины с целью недопущения искривления должны применяться маятниковые компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Расчет времени на освоение объектов в колонне произведен согласно ССНВ на испытание. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам полная продолжительность цикла строительства скважины приведена ниже.

Таблица 7.1.4 – Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №424 с проектной глубиной 1850м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	31,84
В том числе, бурение	23,37
крепление	8,47
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,34

Таблица 7.1.5 – Расчет продолжительности бурения для оценочной скважины №422 с проектной глубиной 1850м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	31,84
В том числе, бурение	23,37
крепление	8,47
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,34

Таблица 7.1.6 – Расчет продолжительности бурения для резервных скважин №№420, 421, 423, 425, 426, 427, 428, 429, 430, 431, 432 с проектной глубиной 1850м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	31,84
В том числе, бурение	23,37
крепление	8,47
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,34

Рекомендации по улучшению качества цементирования:

Крепление скважин обсадными колоннами должно производиться в соответствии с «Инструкцией по креплению нефтяных и газовых скважин», М. 1975г и с «Инструкцией по испытанию нефтяных и газовых скважин на герметичность», Астана, 2005г.

Очень важную роль играет при строительстве скважин – это крепление скважины.

Как показывает опыт крепления скважин на месторождении Нуралы, повысить качество разобщения пластов можно применением комплекса мероприятий технического характера и усовершенствованием технологии цементирования, а не изысканием «универсальных» способов цементирования.

Для качественного цементирования, далее обеспечения герметичности обсадной колонны и цементного кольца за колонной нужно следовать нижеследующим рекомендациям:

- перед цементированием довести параметры бурового раствора до проектного (или же согласно ГТН) и промыть скважину в 2 цикла;
- предоставить на буровую результаты лабораторных анализов для цементирования данных скважин и сертификат соответствия качества тампонажного материала;
- при этом должны учитываться сроки схватывания и время загустевания тампонажного раствора, его реологическая характеристика, седиментационная устойчивость, водоотдача, совместимость и взаимосвязь буровых и тампонажных растворов, режим движения буровых и тампонажных растворов в заколонном пространстве, объем закачиваемого тампонажного раствора, время его контакта со стенкой скважины и другие свойства;
- режим расхаживания колонны в процессе цементирования;
- максимальное применение скребков, центрирующих фонарей, турбулизаторов и т.д. в соответствии с результатами геофизических исследований;

- качество и количество буферной жидкости (не менее 200м за колонной);
- при цементировании использовать буферную жидкость на полимерной основе и предусмотреть возможности применения цементирования двумя порциями. Первая порция с плотностью цементного раствора $1,89 \text{ г/см}^3$ с забоя до перекрытия продуктивной толщи и вторая порция, облегченная с плотностью $1,50\text{-}1,60 \text{ г/см}^3$, высота подъема цемента до устья;
- Качество цементирования обсадных колонн в общем хорошее, несмотря на некоторое снижения процента хорошего сцепления по сравнению с предыдущими годами. Практически выполнены требования по креплению скважин. Нижняя продуктивная часть пласта зацементирована при плотности $1,89 \text{ г/см}^3$, верхняя часть при плотности $1,50 \text{ г/см}^3$. Продуктивные интервалы скважин имеют хорошее сцепление цемента с колонной и породой.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерном растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355) репрессия на пласт не должна превышать 10-15% пластового давления. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на месторождении Нуралы.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватоопасность;
- поглощения бурового раствора в продуктивной толще с потерей циркуляции;
- нефтегазопроявления;
- сальникообразования;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями нижнего мела и верхней юры, в разрезе которых содержится до 50 % высококоллоидальных глин, а также, учитывая высокую глинистость самих продуктивных пластов (до 25 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и может приводить к увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов необходимо производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских свойств и недопущения закупорки пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители;
- при поглощении бурового раствора в продуктивных пластах необходимо использовать кислоторастворимый, временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного гранулометрического состава) во избежание загрязнения коллектора;
- так как во флюидах продуктивных пластов содержатся H_2S и CO_2 , то необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы их.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части его) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 3 - 4 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, (особенно по поддержанию твердой фазы в нем и плотности его), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек, соответствующими проходимому разрезу, песко- и илоотделители, центрифугу (при необходимости).

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых в каждом конкретном случае определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия продуктивных пластов.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.

Скважину рекомендуется тщательно подготовить к перфорации и последующему спуску подземного оборудования, а именно, при необходимости, подбурить цементный стакан до нужной глубины, а эксплуатационную колонну прорайбировать и проскрепировать для удаления со стенок цементной и глинистой корок и ржавчины. Скважину тщательно промыть технической водой. Сменить техническую воду на перфорационную жидкость расчетной плотности (водный раствор CaCl_2 в соответствии с подразделом 7.2.2), создающей необходимое противодействие на пласт.

Для качественного вторичного вскрытия пластов рекомендуется применять кумулятивные перфораторы с зарядами, создающими каналы большой протяженности, выходящие за пределы закольматированной в процессе бурения призабойной зоны пласта.

Перфораторы рекомендуется спускать на каротажном кабеле и производить привязку к интервалу перфорации по записи гамма-каротажа (ГК) и локатора муфт (ЛМ). После подъема перфораторов спустить в скважину колонну 73 мм насосно-компрессорных труб (НКТ) с воронкой на конце. Подвеску НКТ установить на 15 м выше верхней границы интервала перфорации. Устье скважины оборудовать фонтанной

арматурой и обвязать с наземными коммуникациями. Для создания депрессии на пласт произвести замену перфорационной жидкости на техническую воду. При отсутствии притока произвести снижение уровня в скважине сваби́рованием или закачкой азота. При получении фонтанного притока провести геофизические исследования методом установившихся отборов на трех режимах (через штуцеры \varnothing 5 мм, 7 мм и 9 мм) и запись кривой восстановления давления электронным манометром "Микон-107".

При получении слабого притока провести исследование методом прослеживания уровня, поднять подземное оборудование и спустить компоновку для глубинно-насосной эксплуатации скважины.

Вышеизложенные конструкции скважин, параметры, метод освоения, типы и марка материалов являются рекомендательными и могут быть в дальнейшем уточнены. Более подробно вопросы технологии бурения будут изложены в проектах на строительство скважин.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

В данной главе, согласно «Методическим рекомендациям...» представлена динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели согласно рекомендуемому 2 варианту.

Обоснование проекта плана добычи нефти, нефтяного газа, объемов буровых работ и сопутствующих показателей представлено в таблицах 8.1.1-8.1.10.

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ													
Таблица 8.1.1 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по месторождению. 2 вариант (рекомендуемый)													
№ № п/п	Показатели	Годы											
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	73,5	67,9	59,5	76,2	79,8	75,6	68,2	60,3	55,0	48,4	43,2	36,8
2	в том числе: из переходящих скважин	69,9	66,6	59,5	63,6	75,5	75,3	66,6	60,3	55,0	48,4	43,2	36,8
3	из новых скважин	3,5	1,2	0,0	12,6	4,3	0,3	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	73,5	67,9	59,5	76,2	79,8	75,6	68,2	60,3	55,0	48,4	43,2	36,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	3	2	0	5	1	1	1	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из прочих категорий	2	2	0	5	1	1	1	0	0	0	0	0
8	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	9,9	4,9	0,0	10,3	17,9	1,4	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Среднее число дней работы новой скважины, дни	119	126	0	245	237	237	237	0	0	0	0	0
10	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	915,9	610,6	0,0	1526,4	305,3	305,3	305,3	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	9,1	3,0	0,0	15,7	5,5	0,4	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	77,7	69,9	66,6	59,5	63,6	75,5	75,3	66,6	60,3	55,0	48,4	43,2
14	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	77,7	79,0	69,6	59,5	79,3	81,0	75,7	68,7	60,3	55,0	48,4	43,2
15	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,9	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
16	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	69,9	66,6	59,5	63,6	75,5	75,3	66,6	60,3	55,0	48,4	43,2	36,8
17	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-7,7	-12,4	-10,1	4,1	-3,8	-5,7	-9,1	-8,4	-5,2	-6,6	-5,1	-6,4
18	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,0	-15,7	-14,6	6,9	-4,8	-7,0	-12,1	-12,3	-8,7	-12,1	-10,6	-14,8
19	Мощность новых скважин, тыс.т	2,9	1,0	0,0	10,6	3,6	0,3	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	Выбытие добывающих скважин, ед.	5	1	1	0	0	0	1	0	0	1	0	6
21	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	35	36	35	40	41	42	42	42	42	41	41	35
23	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	35	36	35	40	41	42	42	42	42	41	41	35
25	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	34	35	35	40	41	42	42	42	42	41	41	35
27	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
28	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	из прочих категорий	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	17	19	19	19	19	19	19	19	19	17	17	16
33	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	17	19	19	19	19	19	19	19	19	17	17	16
34	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	163,1	141,3	139,5	141,3	134,7	127,0	118,4	115,1	115,5	116,5	117,5	113,2
36	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	168,0	144,1	139,5	155,0	136,7	129,1	120,2	115,1	115,5	116,5	117,5	113,2
37	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	19,2	9,3	0,0	11,3	23,0	3,4	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	95,9	96,1	96,6	95,8	95,7	95,8	95,9	96,3	96,6	97,0	97,3	97,5
39	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	96,0	96,2	96,6	96,5	95,9	95,8	96,0	96,3	96,6	97,0	97,3	97,5
40	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	48,4	46,9	0,0	8,9	21,9	58,8	37,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,8	5,5	4,8	5,9	5,9	5,4	4,8	4,3	3,9	3,5	3,2	2,9
42	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,6	5,5	4,8	5,5	5,6	5,5	4,8	4,3	3,9	3,5	3,2	2,9
43	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	380,2	341,4	332,8	340,7	343,9	337,5	323,7	316,8	317,0	330,5	348,2	311,6
44	Добыча жидкости, всего, тыс.т	1774,8	1733,0	1735,4	1814,3	1834,8	1783,1	1669,0	1616,4	1621,4	1616,2	1611,3	1454,4
45	в том числе: из переходящих скважин	1768,0	1730,7	1735,4	1800,4	1829,4	1782,3	1666,4	1616,4	1621,4	1616,2	1611,3	1454,4
46	из новых скважин	6,8	2,3	0,0	13,8	5,4	0,8	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	механизированным способом	1774,8	1733,0	1735,4	1814,3	1834,8	1783,1	1669,0	1616,4	1621,4	1616,2	1611,3	1454,4
48	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	19911,2	21644,3	23379,6	25193,9	27028,8	28811,9	30480,9	32097,3	33718,7	35334,9	36946,2	38400,6
49	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4360,5	4428,4	4487,8	4564,1	4643,8	4719,4	4787,7	4849,6	4906,6	4956,8	5002,9	5043,0
50	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,310	0,315	0,319	0,325	0,330	0,336	0,341	0,345	0,349	0,353	0,356	0,359
51	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	86,5	87,8	89,0	90,5	92,1	93,6	95,0	96,2	97,3	98,3	99,2	100,0
52	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,5	1,3	1,2	1,5	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9	0,7
53	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	9,7	10,0	9,7	13,8	16,7	19,0	21,2	23,9	28,9	36,2	52,5	103,0
54	Закачка воды, тыс.м³	1859,3	1844,5	1827,9	1921,4	1945,5	1909,6	1831,1	1792,5	1793,2	1773,0	1754,0	1546,7
55	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	20755,2	22599,7	24427,6	26349,0	28294,5	30204,1	32035,2	33827,7	35620,9	37394,0	39148,0	40694,7
56	Газовый фактор, м³/т	271,6	257,5	261,3	308,0	333,2	337,9	332,8	330,0	326,4	328,2	331,7	342,0
57	Добыча нефтяного газа, млн.м³	19,949	17,479	15,546	23,474	26,570	25,554	22,709	19,881	17,956	15,875	14,340	12,594
58	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1444,508	1461,987	1477,533	1501,007	1527,577	1553,131	1575,840	1595,721	1613,677	1629,552	1643,892	1656,486

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.2 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8	8,9
в том числе: из переходящих скважин	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8	8,9
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8	8,9
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	36,9	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	36,9	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,1	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9	0,9	0,7
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	39,6	33,3	28,1	26,1	23,4	20,4	17,8	15,8	15,4	13,5	11,8	8,9
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	2,7	-6,3	-5,2	-2,0	-2,7	-3,0	-2,6	-2,0	-0,4	-1,9	-1,6	-3,0
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	7,4	-15,9	-15,6	-7,1	-10,4	-12,9	-12,5	-11,5	-2,6	-12,2	-12,2	-25,1
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	13
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	13
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	13
Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	174,2	174,3	174,5	174,7	174,9	175,0	175,2	175,4	175,6	175,7	175,9	176,1
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	174,2	174,3	174,5	174,7	174,9	175,0	175,2	175,4	175,6	175,7	175,9	176,1
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	96,2	96,8	97,3	97,6	97,9	98,1	98,4	98,6	98,6	98,8	98,9	99,1
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	96,2	96,8	97,3	97,6	97,9	98,1	98,4	98,6	98,6	98,8	98,9	99,1
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,7	5,6	4,7	4,2	3,7	3,3	2,8	2,5	2,5	2,2	1,9	1,7
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	6,7	5,6	4,7	4,2	3,7	3,3	2,8	2,5	2,5	2,2	1,9	1,7
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	577,9	542,4	541,2	571,7	571,4	570,9	570,6	570,5	571,0	570,9	570,9	487,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	1032,2	1033,2	1034,2	1095,0	1096,1	1097,2	1098,3	1099,4	1100,5	1101,6	1102,7	941,8
в том числе: из переходящих скважин	1032,2	1033,2	1034,2	1095,0	1096,1	1097,2	1098,3	1099,4	1100,5	1101,6	1102,7	941,8
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	1032,2	1033,2	1034,2	1095,0	1096,1	1097,2	1098,3	1099,4	1100,5	1101,6	1102,7	941,8
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	10626,5	11659,7	12693,9	13788,9	14884,9	15982,1	17080,4	18179,7	19280,2	20381,7	21484,4	22426,2
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1620,9	1654,2	1682,3	1708,4	1731,8	1752,2	1770,0	1785,8	1801,2	1814,7	1826,5	1835,4
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,308	0,314	0,319	0,324	0,329	0,332	0,336	0,339	0,342	0,344	0,347	0,348
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	88,4	90,2	91,7	93,1	94,4	95,5	96,5	97,3	98,2	98,9	99,6	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,2	1,8	1,5	1,4	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	15,6	15,6	15,6	17,2	18,6	19,8	21,7	24,5	31,6	40,5	59,7	111,0
Закачка воды, тыс.м³	1350,1	1346,2	1343,2	1419,0	1418,2	1417,1	1416,3	1416,1	1417,1	1417,0	1417,0	1209,3
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	12627,9	13974,1	15317,3	16736,3	18154,4	19571,5	20987,8	22403,9	23821,0	25238,0	26655,0	27864,3
Компенсация отборов: текущая, %	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0	134,0
с начала разработки, %	113,5	115,2	116,7	118,0	119,1	120,0	120,9	121,6	122,3	122,9	123,5	123,9
Газовый фактор, м³/т	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5	118,5
Добыча нефтяного газа, млн.м³	4,693	3,949	3,331	3,094	2,772	2,414	2,112	1,869	1,821	1,599	1,404	1,052
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	454,044	457,992	461,324	464,418	467,189	469,604	471,715	473,585	475,406	477,005	478,409	479,461

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.3 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,2	0,5	0,8	1,2	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
в том числе: из переходящих скважин	0,2	0,2	0,8	0,7	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
из новых скважин	0,0	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,2	0,5	0,8	1,2	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	2,3	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	146	0	219	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	91,3	0,0	91,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,5	0,2	0,2	0,8	0,7	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,5	0,2	0,4	0,8	0,9	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,4	0,9	1,9	0,9	1,4	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,2	0,2	0,8	0,7	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,3	0,0	0,4	-0,1	0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-58,0	-9,5	92,8	-8,8	43,1	-10,3	-10,3	-10,3	-10,3	-10,3	-10,3	-4,1
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	2
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,2
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	2,9	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	3,2
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	3,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	21,8	23,4	31,3	30,6	37,0	44,2	50,6	56,3	61,4	65,9	69,8	72,6
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	21,8	25,6	31,3	37,7	37,0	44,2	50,6	56,3	61,4	65,9	69,8	72,6
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	22,1	0,0	18,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,3	2,2	2,0	2,0	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,3	2,1	2,0	1,8	1,9	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	0,9
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	49,1	34,6	27,9	29,4	31,1	30,6	30,2	29,8	29,6	29,4	29,4	36,2
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,3	0,7	1,1	1,8	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4
в том числе: из переходящих скважин	0,3	0,3	1,1	1,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4
из новых скважин	0,0	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,3	0,7	1,1	1,8	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,4
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	138,0	138,7	139,8	141,6	143,7	145,8	148,0	150,2	152,4	154,7	156,9	159,4
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	98,1	98,6	99,4	100,6	101,9	103,1	104,2	105,2	106,0	106,8	107,5	108,1
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,218	0,220	0,221	0,224	0,227	0,230	0,232	0,234	0,236	0,238	0,239	0,241
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	90,7	91,2	91,9	93,1	94,3	95,4	96,4	97,3	98,1	98,8	99,4	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,2	0,5	0,7	1,1	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,1	5,3	8,2	14,2	17,7	19,3	21,5	24,5	29,1	36,8	52,2	104,8
Закачка воды, тыс.м³	11,7	13,9	13,2	14,0	14,7	14,5	14,3	14,2	14,1	14,0	13,9	14,5
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	55,7	69,6	82,8	96,8	111,5	126,0	140,4	154,5	168,6	182,6	196,5	211,0
Компенсация отборов: текущая, %	3200,0	1500,0	900,0	600,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0
с начала разработки, %	30,6	38,1	44,9	51,9	58,9	65,7	72,2	78,4	84,4	90,3	96,0	101,8
Газовый фактор, м³/т	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,016	0,040	0,058	0,093	0,099	0,089	0,080	0,072	0,064	0,058	0,052	0,050
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	17,930	17,969	18,027	18,120	18,219	18,308	18,388	18,460	18,524	18,582	18,633	18,683

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.4 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	4,7	5,0	6,2	15,8	17,9	20,3	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7	11,4
в том числе: из переходящих скважин	4,1	4,1	6,2	4,6	17,9	16,1	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7	11,4
из новых скважин	0,6	0,9	0,0	11,2	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	4,7	5,0	6,2	15,8	17,9	20,3	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7	11,4
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	1	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	1	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	3,6	8,5	0,0	14,6	0,0	16,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	106	0	257	0	256	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	292,0	292,0	0,0	876,0	0,0	292,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	1,0	2,5	0,0	12,8	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	9,8	4,1	4,1	6,2	4,6	17,9	16,1	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	9,8	5,2	6,5	6,2	17,4	17,9	20,9	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,4	0,8	0,9	0,7	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	4,1	4,1	6,2	4,6	17,9	16,1	19,6	17,6	15,8	14,2	12,7	11,4
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-5,7	-1,1	-0,3	-1,6	0,6	-1,8	-1,3	-2,0	-1,8	-1,6	-1,5	-1,3
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-57,8	-21,6	-5,2	-26,1	3,2	-10,3	-6,2	-10,0	-10,3	-10,3	-10,3	-10,3
Мощность новых скважин, тыс.т	0,5	0,7	0,0	9,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	3	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	6	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	6	6	6	7	7	8	8	8	8	8	8	8
Ввод нагнетательных скважин, ед.	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	5	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	5	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	21,6	20,0	20,1	17,3	17,0	17,3	17,5	17,8	18,0	18,2	18,5	18,8
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	23,1	20,1	20,1	18,8	17,0	17,3	17,5	17,8	18,0	18,2	18,5	18,8
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	8,0	18,0	0,0	14,6	0,0	17,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	87,4	85,1	83,4	56,9	54,9	54,6	58,3	62,9	67,2	71,0	74,3	77,3
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	88,6	87,1	83,4	82,0	54,9	60,1	58,3	62,9	67,2	71,0	74,3	77,3
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	55,1	52,5	0,0	-0,1	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,7	3,0	3,3	7,5	7,7	7,8	7,3	6,6	5,9	5,3	4,8	4,3
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,6	2,6	3,3	3,4	7,7	6,9	7,3	6,6	5,9	5,3	4,8	4,3
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	21,3	23,9	27,7	35,8	40,3	41,6	41,1	40,7	40,3	40,1	40,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	37,5	33,2	37,4	36,7	39,8	44,7	47,0	47,6	48,3	49,0	49,6	50,3
в том числе: из переходящих скважин	36,2	31,3	37,4	25,5	39,8	40,3	47,0	47,6	48,3	49,0	49,6	50,3
из новых скважин	1,3	1,9	0,0	11,2	0,0	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	37,5	33,2	37,4	36,7	39,8	44,7	47,0	47,6	48,3	49,0	49,6	50,3
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	857,0	890,3	927,7	964,4	1004,1	1048,8	1095,8	1143,4	1191,7	1240,7	1290,3	1340,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	443,8	448,8	455,0	470,8	488,8	509,1	528,7	546,3	562,1	576,4	589,1	600,5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,193	0,195	0,198	0,205	0,212	0,221	0,230	0,237	0,244	0,250	0,256	0,261
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	73,9	74,7	75,8	78,4	81,4	84,8	88,0	91,0	93,6	96,0	98,1	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,8	1,0	2,6	3,0	3,4	3,3	2,9	2,6	2,4	2,1	1,9
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	2,9	3,2	4,1	10,9	13,8	18,2	21,4	24,6	29,2	37,0	52,8	100,3
Закачка воды, тыс.м³	0,0	22,9	26,1	29,9	32,7	36,8	37,9	37,5	37,1	36,8	36,6	36,5
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	530,9	553,8	579,9	609,8	642,5	679,3	717,2	754,7	791,8	828,6	865,2	901,7
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
с начала разработки, %	47,3	47,8	48,4	49,0	49,6	50,3	50,9	51,5	52,0	52,4	52,9	53,3
Газовый фактор, м³/т	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	1,626	1,710	2,142	5,462	6,186	7,003	6,764	6,088	5,462	4,901	4,398	3,946
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	94,506	96,216	98,358	103,821	110,007	117,009	123,773	129,861	135,323	140,224	144,622	148,569

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.5 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	3,0	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0	0,9
в том числе: из переходящих скважин	1,3	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0	0,9
из новых скважин	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	3,0	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0	0,9
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	14,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	324,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,5	1,3	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,5	6,1	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,3	4,9	4,1	3,5	2,9	2,5	2,1	1,8	1,5	1,2	1,0	0,9
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-1,3	-1,2	-0,8	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-49,5	-19,4	-15,9	-15,7	-15,7	-15,6	-15,6	-15,6	-15,5	-18,2	-15,5	-15,5
Мощность новых скважин, тыс.т	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	19,6	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	16,0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	30,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	67,8	67,8	72,9	77,2	80,7	83,7	86,3	88,4	90,2	92,0	93,2	94,3
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	77,8	67,8	72,9	77,2	80,7	83,7	86,3	88,4	90,2	92,0	93,2	94,3
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	51,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	6,3	7,5	6,3	5,3	4,5	3,8	3,2	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,6	7,5	6,3	5,3	4,5	3,8	3,2	2,7	2,3	1,9	1,6	1,3
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	53,5	49,3	48,1	47,1	46,2	45,5	44,8	44,3	43,9
Добыча жидкости, всего, тыс.т	9,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
в том числе: из переходящих скважин	5,8	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
из новых скважин	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	4,7	7,6	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	142,2	157,4	172,6	187,8	203,0	218,2	233,3	248,5	263,7	278,9	294,1	309,2
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	97,1	102,0	106,1	109,6	112,5	115,0	117,1	118,8	120,3	121,5	122,5	123,4
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,433	0,455	0,474	0,489	0,502	0,513	0,523	0,530	0,537	0,543	0,547	0,551
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	78,7	82,6	86,0	88,8	91,2	93,2	94,9	96,3	97,5	98,5	99,3	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	2,5	4,0	3,3	2,8	2,4	2,0	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,7
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	10,3	18,6	19,2	20,1	21,2	22,7	24,7	27,7	32,4	39,3	54,6	101,8
Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	8,8	17,1	16,7	16,3	16,0	15,8	15,5	15,4	15,2
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	8,8	25,9	42,5	58,9	74,9	90,7	106,2	121,6	136,8
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	50,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	3,2	8,8	13,7	18,0	21,8	25,3	28,4	31,2	33,8
Газовый фактор, м³/т	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,540	0,872	0,733	0,618	0,521	0,440	0,371	0,313	0,265	0,217	0,183	0,155
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	34,081	34,953	35,686	36,304	36,825	37,264	37,635	37,949	38,213	38,430	38,612	38,767

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.6 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по V объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
в том числе: из переходящих скважин	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	2,3	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	2,3	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,7	0,6	0,5	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,4	0,0	0,0
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	1,8	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-0,4	-0,5	-0,6	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-19,2	-25,3	-41,4	-47,2	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3	-21,3	-61,5	-100,0	0,0
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	52,2	53,0	53,8	54,6	55,4	56,2	57,1	58,0	58,8	59,7	0,0	0,0
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	52,2	53,0	53,8	54,6	55,4	56,2	57,1	58,0	58,8	59,7	0,0	0,0
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	94,8	96,1	97,0	97,7	98,2	98,6	98,9	99,2	99,4	99,5	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	94,8	96,1	97,0	97,7	98,2	98,6	98,9	99,2	99,4	99,5	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,0	0,0
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,7	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,0	0,0
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	115,2	114,2	85,6	58,0	58,6	59,3	60,0	60,8	61,6	57,7	0,0	0,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	35,5	35,6	26,9	18,3	18,6	18,9	19,2	19,5	19,8	9,8	0,0	0,0
в том числе: из переходящих скважин	35,5	35,6	26,9	18,3	18,6	18,9	19,2	19,5	19,8	9,8	0,0	0,0
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	35,5	35,6	26,9	18,3	18,6	18,9	19,2	19,5	19,8	9,8	0,0	0,0
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	350,8	386,3	413,2	431,5	450,1	469,0	488,2	507,7	527,4	537,2	537,2	537,2
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	94,8	96,2	97,0	97,4	97,7	98,0	98,2	98,3	98,5	98,5	98,5	98,5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,156	0,158	0,159	0,160	0,161	0,161	0,161	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	96,2	97,6	98,4	98,9	99,2	99,5	99,7	99,8	100,0	100,0	100,0	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,4	0,8	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	33,1	36,9	34,2	27,5	29,9	33,5	39,6	51,6	83,8	199,7	0,0	0,0
Закачка воды, тыс.м³	71,5	70,8	53,1	36,0	36,4	36,8	37,2	37,7	38,2	19,0	0,0	0,0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	387,5	458,4	511,5	547,5	583,9	620,6	657,9	695,6	733,8	752,8	752,8	752,8
Компенсация отборов: текущая, %	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	0,0	0,0
с начала разработки, %	91,9	100,3	105,8	109,1	112,3	115,3	118,1	120,8	123,4	124,6	124,6	124,6
Газовый фактор, м³/т	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	0,0	0,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,918	0,686	0,402	0,212	0,167	0,131	0,103	0,081	0,064	0,025	0,000	0,000
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	51,140	51,826	52,227	52,440	52,606	52,738	52,841	52,922	52,986	53,011	53,011	53,011

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.7 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VI объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	22,9	18,5	16,2	25,8	31,4	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1	13,5
в том числе: из переходящих скважин	22,9	18,5	16,2	16,5	27,1	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1	13,5
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	9,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	22,9	18,5	16,2	25,8	31,4	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1	13,5
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	16,9	17,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	274	237	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	693,5	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	11,7	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	25,7	22,9	18,5	16,2	16,5	27,1	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	25,7	22,9	18,5	16,2	28,3	33,3	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,9	1,0	1,0	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	22,9	18,5	16,2	16,5	27,1	28,8	24,1	20,5	18,5	16,4	15,1	13,5
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-2,8	-4,4	-2,3	0,4	-1,1	-4,5	-4,8	-3,6	-2,0	-2,0	-1,3	-1,6
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,9	-19,2	-12,6	2,2	-4,0	-13,5	-16,6	-14,8	-10,0	-11,0	-8,1	-10,7
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	8,8	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	5	5	5	7	8	7	6	6	6	6	6	6
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	5	5	5	7	8	7	6	6	6	6	6	6
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	5	5	5	7	8	7	6	6	6	6	6	6
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	346,7	349,4	352,3	278,5	242,7	226,7	207,9	197,0	197,8	198,7	199,6	200,5
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	346,7	349,4	352,3	357,8	264,0	226,7	207,9	197,0	197,8	198,7	199,6	200,5
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	27,4	23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	96,5	96,9	97,4	95,9	95,2	95,1	94,9	95,0	95,5	96,1	96,4	96,8
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	96,5	96,9	97,4	97,3	95,8	95,1	94,9	95,0	95,5	96,1	96,4	96,8
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	38,3	21,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12,1	10,7	9,3	11,3	11,7	11,1	10,6	9,8	8,8	7,8	7,2	6,4
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	12,1	10,7	9,3	9,5	11,1	11,1	10,6	9,8	8,8	7,8	7,2	6,4
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	518,8	475,6	477,6	503,8	519,3	472,2	376,2	330,1	329,9	329,7	330,1	330,3
Добыча жидкости, всего, тыс.т	658,1	605,8	610,8	635,4	650,2	590,8	469,6	412,7	414,5	416,3	418,1	420,0
в том числе: из переходящих скважин	658,1	605,8	610,8	620,4	644,7	590,8	469,6	412,7	414,5	416,3	418,1	420,0
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	15,0	5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	658,1	605,8	610,8	635,4	650,2	590,8	469,6	412,7	414,5	416,3	418,1	420,0
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	7764,6	8370,4	8981,2	9616,6	10266,8	10857,6	11327,2	11739,9	12154,4	12570,7	12988,9	13408,8
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1985,8	2004,3	2020,4	2046,2	2077,6	2106,4	2130,5	2152,7	2173,1	2191,4	2209,3	2226,1
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,474	0,478	0,482	0,488	0,496	0,503	0,508	0,514	0,519	0,523	0,527	0,531
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,2	90,0	90,8	91,9	93,3	94,6	95,7	96,7	97,6	98,4	99,2	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,0	0,8	0,7	1,2	1,4	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	8,7	7,7	7,3	12,5	17,5	19,4	20,1	21,9	25,9	32,2	47,5	100,7
Закачка воды, тыс.м³	426,1	390,6	392,3	413,7	426,5	387,8	308,9	271,1	270,9	270,8	271,1	271,2
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	7153,2	7543,8	7936,1	8349,8	8776,3	9164,1	9473,0	9744,1	10015,1	10285,9	10557,0	10828,2
Компенсация отборов: текущая, %	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
с начала разработки, %	76,1	75,5	74,9	74,3	73,8	73,4	73,1	72,8	72,6	72,4	72,1	71,9
Газовый фактор, м³/т	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0	525,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	12,014	9,707	8,481	13,537	16,474	15,140	12,631	10,767	9,695	8,627	7,931	7,083
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	786,638	796,345	804,825	818,362	834,836	849,976	862,607	873,374	883,068	891,696	899,627	906,709

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.8 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VII объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,8	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,8	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	237	0	0	0	0	0	0	0	0
Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	-26,7	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3	-22,3
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	8,3	8,4	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9	9,0
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9	9,0
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	56,9	66,8	74,5	80,4	84,9	88,4	91,1	93,2	94,7
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	66,8	74,5	80,4	84,9	88,4	91,1	93,2	94,7
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	56,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	3,6	2,8	2,2	1,7	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,2	1,7	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	2,0	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	2,0	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	20,0	20,0	20,0	21,9	24,5	27,1	29,8	32,5	35,2	37,9	40,6	43,4
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	11,3	11,3	11,3	12,2	13,0	13,7	14,2	14,6	14,9	15,2	15,4	15,5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,038	0,038	0,038	0,041	0,044	0,046	0,048	0,049	0,050	0,051	0,052	0,052
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	73,0	73,0	73,0	78,4	84,0	88,3	91,6	94,2	96,3	97,8	99,1	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	5,5	5,6	4,3	3,3	2,6	2,0	1,6	1,2	0,9
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	20,2	25,7	26,9	28,6	31,1	35,1	42,0	56,3	100,1
Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8	183,8
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,156	0,158	0,123	0,095	0,074	0,058	0,045	0,035	0,027
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	3,575	3,575	3,575	3,731	3,889	4,012	4,108	4,182	4,239	4,284	4,319	4,346

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.9 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VIII объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	237	0	0	0	0	0	0
Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в том числе: эксплуатационные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
вспомогательные и специальные скважины	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-25,9	-21,6	-21,6	-21,6	-21,6	-21,6
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	3,8	4,2	4,6	5,1	5,6	6,2
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	4,2	4,6	5,1	5,6	6,2
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,8	70,8	79,2	85,3	89,5	92,6	94,7
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	70,8	79,2	85,3	89,5	92,6	94,7
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	58,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,1	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,2	1,3	1,4	1,6	1,8	1,9
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	10,5	11,7	13,0	14,4	16,0	17,8	19,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	7,3	7,6	7,9	8,1	8,3	8,4	8,5
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,014	0,015	0,015	0,015	0,016	0,016
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	85,6	89,7	92,8	95,3	97,3	98,8	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	4,0	3,2	2,5	2,0	1,5	1,2
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,5	28,1	30,7	34,7	41,7	56,0	100,0
Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214,4	214,4	214,4	214,4	214,4	214,4	214,4
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,072	0,074	0,058	0,045	0,036	0,028	0,022
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	2,279	2,279	2,279	2,279	2,279	2,350	2,424	2,482	2,527	2,563	2,591	2,613

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.10 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по Возвратному объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	2,1	1,9	1,4	1,2	1,0
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	1,9	1,4	1,2	1,0
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	2,1	1,9	1,4	1,2	1,0
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	0	0	0	237	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	1,9	1,4	1,2
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	2,1	1,9	1,4	1,2
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	1,9	1,4	1,2	1,0
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,4	-0,2	-0,2
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-6,8	-11,8	-23,3	-14,8	-14,8
Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	12,2	13,5	14,9	16,5	18,2
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,2	13,5	14,9	16,5	18,2
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,3	49,9	60,0	72,3	78,6	83,5
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	49,9	60,0	72,3	78,6	83,5
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	6,1	5,4	4,1	3,5	3,0
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,1	5,4	4,1	3,5	3,0
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,2	4,7	5,2	5,7	6,3
в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,2	4,7	5,2	5,7	6,3
из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,2	4,7	5,2	5,7	6,3
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3,2	7,5	12,2	17,3	23,0	29,4
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	2,2	4,3	6,2	7,6	8,9	9,9
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,030	0,058	0,083	0,102	0,118	0,132
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	22,4	43,9	62,8	77,2	89,6	100,1
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	21,4	18,9	14,5	12,4	10,5
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,6	27,6	33,7	38,9	54,3	101,3
Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	226,7	226,7	226,7	226,7	226,7	226,7
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,373	0,481	0,424	0,325	0,277	0,236
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,546	1,027	1,451	1,776	2,053	2,289

ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ												
Таблица 8.1.10 - Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по Возвратному объекту. 2 вариант (рекомендуемый)												
Показатели	Годы											
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Добыча нефти, всего, тыс.т	1,2	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
в том числе: из переходящих скважин	0,0	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
из новых скважин	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	1,2	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее число дней работы новой скважины, дни	73	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3
Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	5,3	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3
Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,8	0,8	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	4,3	3,3	2,5	1,6	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	-1,0	-1,0	-0,8	-0,9	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-19,0	-22,9	-24,1	-36,2	-25,8	-25,8	-25,8	-25,8	-25,8	-25,8	-25,8
Мощность новых скважин, тыс.т	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	26,0	27,1	28,2	29,3	30,5	31,8	33,1	34,4	35,8	37,3	38,8	40,4
Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	27,1	28,2	29,3	30,5	31,8	33,1	34,4	35,8	37,3	38,8	40,4
Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	37,8	53,9	65,8	74,7	84,5	88,9	92,1	94,4	96,0	97,1	98,0	98,5
Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	53,9	65,8	74,7	84,5	88,9	92,1	94,4	96,0	97,1	98,0	98,5
Средняя обводненность продукции новых скважин, %	37,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	16,2	12,5	9,6	7,4	4,7	3,5	2,6	1,9	1,4	1,1	0,8	0,6
Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	12,5	9,6	7,4	4,7	3,5	2,6	1,9	1,4	1,1	0,8	0,6
Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Добыча жидкости, всего, тыс.т	1,9	9,3	9,7	10,0	10,4	10,8	11,2	11,7	12,2	12,7	13,2	13,7
в том числе: из переходящих скважин	0,0	9,3	9,7	10,0	10,4	10,8	11,2	11,7	12,2	12,7	13,2	13,7
из новых скважин	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
механизированным способом	1,9	9,3	9,7	10,0	10,4	10,8	11,2	11,7	12,2	12,7	13,2	13,7
Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1,9	11,2	21,0	30,9	41,3	52,1	63,3	75,0	87,2	99,8	113,0	126,7
Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1,2	5,5	8,8	11,3	12,9	14,1	15,0	15,7	16,2	16,5	16,8	17,0
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,012	0,055	0,088	0,113	0,129	0,141	0,150	0,157	0,162	0,165	0,168	0,170
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	7,0	32,3	51,8	66,6	76,1	83,1	88,3	92,2	95,1	97,2	98,8	100,0
Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	7,0	25,3	19,5	14,8	9,5	7,0	5,2	3,9	2,9	2,1	1,6	1,2
Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	7,0	27,2	28,9	30,8	28,3	29,4	30,9	33,2	36,8	43,3	56,6	96,9
Закачка воды, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Компенсация отборов: текущая, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
с начала разработки, %	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Газовый фактор, м³/т	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,142	0,517	0,399	0,302	0,193	0,143	0,106	0,079	0,059	0,043	0,032	0,024
Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,142	0,659	1,057	1,360	1,552	1,696	1,802	1,881	1,939	1,983	2,015	2,039

9. КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для эффективной разработки требуется в процессе реализации проекта осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию, вести контроль за разработкой и накоплению геолого-промысловых данных, получением информации для дальнейшего изучения и уточнения геолого-гидродинамических характеристик продуктивных пластов.

Для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Нуралы предлагается использовать следующие основные виды исследований:

- Гидродинамические исследования скважин;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод.

Виды исследований определены на основании «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При этом предусматривается проведение как систематических (периодических), так и единичных (разовых) исследований.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих, нагнетательных и контрольных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в расконсервированных скважинах, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Контроль за физико-химическими свойствами нефти и газа

Согласно РД 39-4-699-82 “Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений” и “Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр” в обязательный комплекс систематических (периодических) исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;

- контроль за обводненностью нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;
- лабораторные исследования по совместимости закачиваемых вод с пластовой водой и породой.

Цель исследований нефти и газа состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, изучении закономерностей их распределения в пределах эксплуатационного объекта, контроле за их изменением в процессе разработки.

В дальнейшем для контроля за изменениями свойств во флюидальной системе месторождения при бурении новых скважин рекомендуется провести отбор и исследования глубинных проб нефти. При отборе новых проб пластовой нефти необходимо предусмотреть отбор не менее двух параллельных образцов и провести полный комплекс исследований.

По основным видам исследований дегазированной нефти фактическое выполнение объемов исследовательских работ удовлетворительное.

Отбор и исследование глубинных проб нефти

Глубинные пробы нефти отбирают с помощью специальных пробоотборников в непосредственной близости от зоны притока нефти. Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Ежегодный график отбора глубинных проб из нефтяных скважин должен составляться геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и в соответствии с целями и оперативными задачами, возникающими в процессе разработки.

Контроль за газовыми факторами

Замеры газового фактора в условиях, когда пластовое давление превышает давление насыщения, могут выполняться раз в год. При снижении пластового давления ниже давления насыщения замеры выполняются ежеквартально.

Контроль за составом нефтяного газа

Контроль за составом добываемого газа должен проводиться на каждой стадии сепарации с целью определения свойств газа, направленного на подготовку. Пробы газа должны отбираться один раз в квартал. Газ должен исследоваться на определение углеводородного состава и влажности.

Контроль за обводненностью продукции

Замеры обводненности скважин должны осуществляться по всему действующему фонду скважин с периодичностью, зависящей от состояния их обводнения: При росте обводненности частота замеров, как правило, увеличивается. Анализ проб осуществляется в соответствии с установленной практикой и стандартами.

Отбор и исследование дегазированных проб нефти

С целью контроля за основными свойствами нефти (плотностью, вязкостью, фракционным составом и др.) рекомендуется отбирать устьевые пробы ежегодно не менее одного раза в год из скважин, равномерно расположенных по площади. Параметры дегазированной нефти должны быть определены при помощи специальной аппаратуры для отбора и исследования в соответствии с действующими в отрасли стандартами. Исследования проводятся в специализированных химических лабораториях.

Лабораторные исследования пластовой воды

В связи слабой изученностью лабораторными анализами вод рекомендуется в целях уточнения изменений в составах подземных вод за период эксплуатации месторождения предусмотреть отборы и лабораторные исследования проб воды.

Рекомендуемые виды физико-химических исследований нефти и газа приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 - Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения; Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: <ul style="list-style-type: none"> ➤ - плотность при 20 °С; ➤ - вязкость при 20 °С; ➤ - молярная масса; ➤ - температура застывания; ➤ - температура вспышки в открытом тигле (закрытом тигле); ➤ - зольность; ➤ - коксуемость; ➤ - кислотное число; ➤ - фракционный состав. Содержание: <ul style="list-style-type: none"> ➤ - парафина; ➤ - смол силикагелевых; ➤ - асфальтенов; ➤ - воды; ➤ - солей;

	➤ - серы.
Исследования пластовой водой	совместимость закачиваемой воды с породой и пластовой водой (в перспективе)

Гидродинамические исследования по контролю за разработкой

Целью гидродинамических методов по контролю и регулированию разработки месторождения являются:

- получение необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей;
- оценка и уточнение продуктивных и фильтрационных характеристик пластов;
- оценка состояния прискважинных зон пластов;
- выбор оптимального режима эксплуатации скважины;
- контроль добываемой продукции;
- оценка эффективности проведения мероприятий по интенсификации добычи;
- контроль за энергетическим состоянием залежи;
- оценка гидродинамической связи между скважинами, пластами, установление наличия нарушений, расчлененности пластов.

Контроль за разработкой месторождения осуществляется с целью оценки эффективности принятой системы разработки с точки зрения полноты выработки запасов нефти и достижения, утвержденного КИН и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Согласно положениям ЕПРКИН п.127, в рамках проектного документа должна быть разработана «Экспериментальная программа исследовательских работ по определению рационального забойного давления в добывающих скважинах».

На месторождении с целью контроля за разработкой проводятся целый комплекс мероприятий по контролю за разработкой:

- ✓ Метод восстановления давления (КВД);
- ✓ Замер забойных и пластовых давлений с использованием манометров;
- ✓ Замер динамических и статических уровней эхолотом;
- ✓ Учет продукции скважин путем ежедневных замеров;
- ✓ Контроль за состоянием пробуренного фонда скважин;
- ✓ Подземный и капитальный ремонт скважин.

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после ввода их из бурения или проведения ремонтных работ (в действующих добывающих и наблюдательных

скважинах) согласно проектному документу должно осуществляться определение пластового давления в виде разовых исследований не реже одного раза в квартал.

В настоящее время забойное давление по добывающим скважинам эксплуатируемые с УЭЦН ежедневно контролируется с помощью ТМС.

Замеры дебитов, определение обводненности на месторождении проводятся согласно плану комплекса исследований по контролю за разработкой.

Рекомендуется проводить мероприятия в соответствии с требованиями проекта.

Исследования скважин методом восстановления давления

КВД должны регистрироваться с помощью глубинных абсолютных и дифференциальных манометров непосредственно на забое скважины. При невозможности использования глубинных манометров вместо КВД регистрируются КВУ с помощью эхометрирования.

При остановке скважин на регистрацию КВД, наряду с замером забойного давления, необходимо замерять затрубное и буферное давления для учёта притока жидкости к забою скважин после их остановки.

Согласно мировой практике, для коллекторов низкой проницаемостью более 0,1 мкм² время для закрытия на КВД должно составлять не менее 48 ч; 0,1-0,05 мкм² - 72 ч; 0,01-0,05 мкм² - 144 ч.

Исследования методом установившихся отборов

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с помощью глубинных манометров. В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Рекомендуется проводить замеры пластового давления один раз в квартал не менее чем в 30% скважин действующего фонда с периодичностью не реже 1 раза в квартал, учитывая так же охват по площади залежей. Время закрытия скважин необходимо выбирать с учетом результатов сложных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации.

Согласно мировой практике, время эксплуатации на одном режиме отработки оценочно составляет: для коллекторов с абсолютной проницаемостью более 0,1 мкм² не менее 48 часов; 0,1-0,05 мкм² – 72 часов; 0,05-0,01 мкм² – 96 часов.

В таблице 9.1.2 приведен комплекс обязательных промысловых гидродинамических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах.

Таблица 9.1.2 – Требования к минимальному комплексу исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

№ п/п	Виды исследований	Категории и виды скважин	
		Добывающие	Нагнетательные
1	Замеры дебитов жидкости, приемистости	по всему фонду скважин: 1 раз / мес.	по всему фонду скважин: 1 раз / мес.
2	Определение обводненности продукции	по всему фонду скважин: 1 раз / мес.	по всему фонду скважин: 1 раз / мес.
3	Определение газового фактора	по всему фонду скважин: при $R_{пл} > R_{нас}$ – 1 раз в год; при $R_{пл} < R_{нас}$ – 1 раз в месяц	
4	Определение буферного, затрубного, устьевого давлений	по фонтанным скважинам: 2 раза / мес. по механизированным скважинам: 1 раз / мес.	1 раз / мес.
5	Определение пластового давления и температуры	по 50% добывающего фонда скважин: 1 раз в год	по 50% от фонда скважин: 1 раз в год. По всему фонду наблюдательных и пьезометрических скважин: 4 раза / год
6	Определение забойного давления	по всему фонду скважин: 1 раз в квартал	по всему фонду скважин: 1 раз в квартал
8	Исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации	по 15% добывающего фонда скважин: 1 раз в год	по 15% нагнетательного фонда скважин: 1 раз в год
9	Исследования профиля притока, источников и интервалов обводнения / профиль поглощения	по 3% добывающего фонда скважин: 1 раз в год (по газовым скважинам по необходимости)	по 20-50% нагнетательного фонда скважин: 1 раз в год
10	Определение технического состояния скважины	по необходимости	по необходимости
11	Контроль положения ВНК и ГНК и оценка изменения нефтенасыщенности	по 1-5% добывающего фонда скважин: 1 раз в год	-
12	Отбор глубинных проб пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	по 1-2% добывающего фонда скважин: 1 раз в год	-
13	Отбор поверхностных проб (на устье) пластовых флюидов и физико-химический анализ нефти и газа.	По необходимости для целей обустройства	-
14	Анализ закачиваемой воды (КВЧ)	-	по 10% нагнетательного фонда скважин: 1 раз / мес.

Промыслово-геофизические исследования

В период 2024-2026г на месторождении с целью определение работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины, забойного давления и температуры, выявления возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны проведено 10 исследований ГИС. Также проведены 9 исследований ГИС нагнетательного фонда с целью определения профиля приемистости, определения охвата воздействием интервалов

перфорации, построения интегрального и дифференциального профилей приемистости и определения герметичности колонны и заколонного пространства. Результаты исследований профиля притока и профиля приемистости скважин приведены в табличных приложениях 9.1 и 9.2.

Одним из основных источников информации о техническом состоянии скважин являются результаты геофизических исследований по ГИС-контролю, проводимых в скважинах эксплуатационного фонда добывающих скважин.

Комплекс промыслово-геофизических исследований проводится во всех новых пробуренных скважинах. Методы ГИС-контроля выполняются с соблюдением требований технической инструкции и технических рекомендаций к скважинным приборам.

В интервале вскрытого разреза проводится стандартный каротаж, ИННК, кавернометрия, гамма-каротаж (ГК) и др.

Основными задачами ГИС по контролю за разработкой на данном этапе разработки месторождения Нуралы:

- ✓ Определение текущего состояния насыщения пластов и текущего положения ВНК;
- ✓ Определения профиля притока и характера поступающего флюида, контроль охвата выработкой продуктивного разреза, изучение профилей притока пластового флюида;

В открытом стволе скважин был выполнен комплекс промыслово-геофизических исследований, включающий в себя методы:

- Кавернометрия (КВ);
- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Индукционный каротаж (ИК);
- Гамма-каротаж (ГК);
- Спектральный гамма-каротаж (СГК);
- Нейтронный каротаж (НК);
- Акустический каротаж (АК);

Контроль за пространственным положением ствола скважины во время бурения осуществлялся записью инклинометрии. Наличие полного современного комплекса ГИС позволило провести литологическое расчленение разреза, выделить продуктивные пласты и оценить их коллекторские свойства (коэффициенты глинистости, пористости и насыщения). Помимо оценки подсчетных параметров, данные ГИС использовались для корреляции разрезов, определения границ пластов, последовательности и закономерности их залегания, распределения по площади.

Для оценки качества цементирования колонн проводился метод акустической цементометрии скважин (АКЦ); состояние обсадных колонн оценивалось по данным толщинометрии, электромагнитных методов: магнитно-импульсной дефектоскопии (МИД) и электромагнитной дефектоскопии (ЭМДС).

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей среды» к «Дополнению Проекту разработки месторождения Нуралы» выполнен Управлением экологии Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию №№03042Р от 07.04.2026 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК N400-VI ЗРК от 02.01.2021 года.
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 30.07.2021 г. №280.

Природно-климатическая характеристика района

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евразийского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Температура воздуха. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 25 до 35,2°C. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16°C. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,4 до -2,9°C.

Атмосферные осадки и влажность воздуха. В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплого периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги. Число дней с относительной влажностью до 30% – 163.

Направление и скорость ветра. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 10.1.

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 2,9 до 3,7 м/сек. В теплый

период сильные ветры вызывают пыльные бури, а в холодный - метели.

Снежный покров. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна - наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики по Кызылординской области представлены на основании метеорологических данных метеостанции «Кызылорда» за 2025г.

Таблица 10.1 – Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-7,3
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+37,1
Количество осадков за год (теплый период) мм	24,9
Количество осадков за год (холодный период) мм	80,2
Среднее число дней с пыльной бурей, дней	11

Таблица 10.2 – Средняя месячная и годовая температура воздуха (°C)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-3,2	-1,8	6,5	18,6	24,9	28,3	30,3	26,9	19,3	11,4	4,8	-1,9	13,7

Таблица 10.3 - Средние месячные и среднее годовые скорости ветра (м/с)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,1	1,6	2,7	2,4	2,7	1,9	2,6	2,3	2,3	2,2	0,9	1,6	2,1

Таблица 10.4 - Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
12	25	23	5	6	7	10	13	35

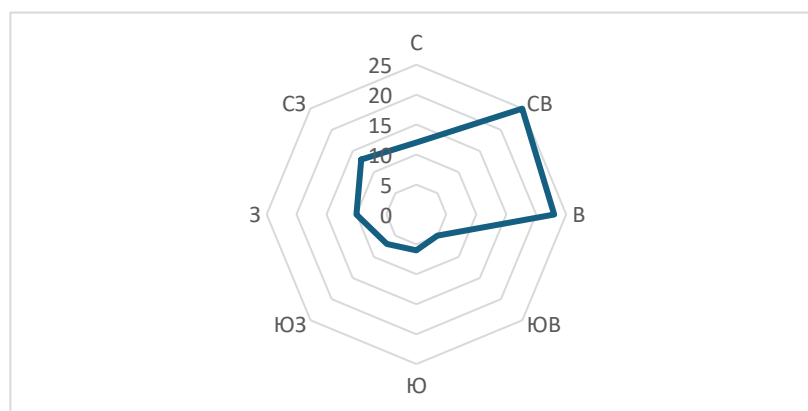


Рис. 10.1 – Роза ветров

Современное состояние окружающей среды

Согласно Экологического Кодекса РК N400-VI ЗРК от 02.01.2021г для наблюдения и изучения состояния природных компонентов месторождения ежегодно составляется и

утверждается программа Производственного экологического контроля. В рамках программы Производственного экологического контроля специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама» выполняется экологический мониторинг, результаты анализов которого приводятся в отчетах по производственному экологическому мониторингу на месторождении Нуралы на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай».

Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух на месторождении Нуралы проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны предприятия.

Результаты анализов проб атмосферного воздуха представлены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025г

Точка отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК м.р. мг/м ³	Фактическая концентрация за 2025 год				Наличие превышения ПДК
			I кв	II кв	III кв	IV кв	
1	2	3	4	5	6	7	8
СЗЗ 1, Нуралы (45; 65)	Азота диоксид	0,2	0,00317	0,00316	0,00311	0,00313	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00326	0,00327	не превышает
	Сажа	0,15	0,00276	0,00275	0,00275	0,00277	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,001439	0,00143	0,00147	0,00149	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00543	0,00542	0,00442	0,00444	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00131	0,00132	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	2	1	1	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	5	4	4	6	не превышает
СЗЗ 2, Нуралы (45; 65)	Азота диоксид	0,2	0,003107	0,003107	0,00327	0,00328	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00395	0,00397	не превышает
	Сажа	0,15	0,00277	0,00276	0,00276	0,00277	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00146	0,00145	0,00125	0,00127	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00513	0,00313	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00101	0,00102	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	4	3	3	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	6	не превышает
СЗЗ 3, Нуралы (45; 65)	Азота диоксид	0,2	0,003107	0,003107	0,00317	0,00319	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,0396	0,0395	0,0355	0,0356	не превышает
	Сажа	0,15	0,00289	0,002891	0,00251	0,00254	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,001439	0,00143	0,00143	0,00144	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00513	0,00512	0,00312	0,00313	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00101	0,0012	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	5	4	2	4	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	7	6	6	7	не превышает
СЗЗ 4, Нуралы (45; 65)	Азота диоксид	0,2	0,00324	0,00323	0,00298	0,00299	не превышает
	Азота оксид	0,4	0,00396	0,00395	0,00333	0,00335	не превышает
	Сажа	0,15	0,002891	0,002891	0,00191	0,00193	не превышает
	Диоксид серы	0,5	0,00148	0,00147	0,00144	0,00146	не превышает
	Оксид углерода	5,0	0,00526	0,00525	0,00225	0,00226	не превышает
	Сероводород	0,008	0,0012	0,0011	0,00151	0,00154	не превышает
	Углеводороды C ₁ -C ₅	50	3	2	2	3	не превышает
	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	60	6	5	4	6	не превышает

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Нуралы показал, что за 2025г максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым компонентам в точках отбора проб находились в допустимых пределах и не превышали санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений

Для уменьшения выбросов в атмосферу должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- применение устьевого и промыслового технологического оборудования, обеспечивающего минимальное поступление углеводородов в атмосферу;
 - автоматизация работы печей, котлов и парогенератора, с установлением контроля параметров в целях достижения оптимального режима горения;
 - применение герметизированной системы подачи горючего газа и отвода дымовых газов со 100 % контролем горения;
 - герметизация системы сбора нефти;
 - обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
 - усиление мер контроля работы основного технологического оборудования;
 - обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
 - обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
 - обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Гидрографическая сеть в районе месторождения Нуралы не развита. Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Дно понижения солончака Арыс, расположенного восточнее месторождения, весной покрыто водой, летом сохраняется грязь и территория его практически непроходима для автотранспорта.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сенонских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание). Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнородных песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K2t2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-

морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алеврито-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K₁al-K₂s) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 740С.

Водопотребление и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении. Нуралы вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору

Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Для охраны водных ресурсов и прилегающих территорий от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- с целью контроля над расходом питьевой воды должны быть предусмотрены водомерные устройства;
- обваловка и бетонирование площадок;
- обеспечение учета воды и контроль ее использования с применением водоизмерительной аппаратуры;
- создание герметизированной системы сбора, очистки и утилизации всех промышленных стоков;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений;
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению поверхностных и подземных вод;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование

неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн.

Анализ образования объемов отходов производства и потребления

Загрязнение окружающей природной среды промышленными отходами имеет негативное последствие для компонентов природной среды, в первую очередь для почвы и водной среды. Размещение отходов в природной среде приводит к нарушению почвенно-растительных структур, уплотнению почв, опасности возникновения эрозии почвы, нарушению кислородного баланса, усугублению опасности экоцида.

В процессе производства на территории месторождения образуются различные виды производственных и твердо-бытовых отходов. Твердо-бытовые и промышленные отходы месторождения собираются в емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированными организациями.

В целях защиты окружающей среды от загрязнения отходами производства предусматриваются *следующие мероприятия*:

- производить сбор и временное хранение отходов только в специально оборудованных емкостях и на специально отведенных площадках с изолированным покрытием;
- производить четкую организацию учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- проводить техническую и биологическую рекультивацию почв, направленную на сокращение сроков восстановления загрязнённой природной системы;
- осуществлять мониторинг почв, включающий обследование механического, физического и химического состояния и др.

Анализ современного состояния почвенного покрова

Месторождение Нуралы с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Нуралы являются серо-бурые пустынные и пески бугристо-грядовые. Пески бугристо-грядовые доминируют на массиве месторождения.

На характеризуемой территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности территория месторождения относится к области Туркестанской пустынной равнины. Равнина сложена мел-палеогеновыми отложениями,

частично перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Практически весь участок занят песчаным массивом Арыскуп, имеющим абсолютные отметки 90-110 м и представленным среднечетвертичными эоловыми отложениями с близким залеганием коренных отложений. По понижениям и в местах техногенных механических нарушений, связанных с удалением поверхностных горизонтов, коренные мел-палеогеновые отложения выходят на поверхность. Рельеф песков бугристо-грядовый.

На северо-востоке и крайнем юге территории месторождения песчаный массив окаймляет солончаковая пониженная равнина замкнутой бессточной впадины Арыс, сложенная нижнеолигоценowymi глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

Зональным подтипом почв на характеризуемой территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов и серо-бурых пустынных солонцеватых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такырами. Бугристо-грядовая равнина представлена песками закрепленными.

Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низко продуктивных пастбищных угодий.

Анализ современного состояния растительного и животного мира

На территории месторождения преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники. Наземные объекты месторождений размещаются на территории, которая характеризуется достаточно разнообразным растительным покровом.

Ландшафтными растениями месторождения, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaformis*) – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель

реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистый, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*). По склонам некоторых участков характерны еркеково-белоземельнополынно-ранговые сообщества.

Преимущественно плотных субстратов придерживаются такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Иногда встречаются песчаные виды - сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик. Характерны среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики.

В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В исследуемом районе встречается 7 видов, из них 5 видов могут использоваться как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек). В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитание при проведении работ по размещению объектов инфраструктуры, складированию производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения;
- учитывая, что на территории планируемых работ большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время;
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных передвижений автотранспорта;

- важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.);
- на весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

Мероприятия по охране почв и грунтов

Предлагается осуществление следующих мероприятий по охране почв:

- при строительстве буровых установок предусмотреть гидроизоляцию площадок под объекты;
- технология и оборудование для приготовления глинистых и водных буровых растворов, химреагентов, должны исключать загрязнение окружающей среды;
- выбуриваемая порода должна направляться в специальные шламовые емкости, имеющие гидроизоляцию;
- установка автоматического отключения скважин при авариях;
- обвалование устьев скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- максимальное использование пластовых и промысловых сточных вод для закачки в пласт.
- недопущение грубых нарушений технологии добычи, переработки и системы распределения нефти и нефтепродуктов, которые могут привести к загрязнению почвенного покрова, и в дальнейшем к загрязнению подземных вод;
- предотвратить возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин.

Мероприятия по охране флоры и фауны

Охрана растительного и животного мира, в основном, обеспечивается комплексом организационных, технологических и природоохранных мероприятий, заложенных в проекты строительства скважин.

Движение транспортных средств вне дорожной сети запрещается. Участки местности, занятые под дороги, надобность в которых отпадает после завершения строительства скважин, должны быть рекультивированы, временные водотоки, и условия их образования устранены.

Для предотвращения потравы диких, домашних животных и птиц химреагенты, применяемые при бурении, должны храниться в местах, исключающих свободный доступ.

Также необходимо проводить инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и птиц, бесцельном уничтожении пресмыкающихся.

При проведении нефтедобычи необходимо принимать все меры безопасности по исключению возможности заражения персонала от насекомых-паразитов и предупреждению укусов ядовитыми насекомыми. Достаточно эффективным можно считать ограничение контактов человека с дикими животными и, в первую очередь, с грызунами, своевременную обработку образующихся отходов дезинфицирующими составами, а также просветительную работу и инструктаж среди сотрудников по мерам безопасности.

Охрана недр

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Мероприятия по охране недр

Основными мероприятиями по охране недр при реализации проекта являются:

- обеспечение наиболее полного и комплексного извлечения из недр запасов полезных ископаемых и попутных компонентов;
- выбор технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов и поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;
- выбор конструкции скважины, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;
- обеспечение надежной изоляции всех нефтегазопроводящих интервалов и герметизация заколонного пространства при цементировании эксплуатационной колонны;

- охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недр, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

Вывод

Результаты мониторинговых исследований показали, что в период разработки месторождения Нуралы на окружающую среду не оказано существенного отрицательного воздействия. Это свидетельствует о выполнении утвержденного плана природоохранных мероприятий, соблюдении выбранных проектных решений и всех рекомендаций по охране недр и окружающей среды.

11. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Настоящее дополнение к проекту разработки составлено на основе «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2025г» (Протокол ГКЗ РК №2773-25-У от 22.10.2025г).

На 01.01.2026г. пробуренный фонд скважин составляет 115 единиц.

По месторождению Нуралы соотношение геологические запасы нефти категории В+С₁ (13363 тыс. т.) к С₂ (789 тыс. т.) составляет 95% и 5%, которые необходимо доразведать для получения промышленных притоков нефти и дальнейшего их перевода в более высокие категорий. В рамках «Прироста запасов горизонта М-П-4» в меловых отложениях продуктивного горизонта М-П-4, участок Западный Нуралы увеличили запасы категории С₂.

Для доизучения, а также для увеличения ресурсной базы недропользователю рекомендуется доисследовать участок Центральный Нуралы. В частности, необходимо доисследовать малоизученный участок между скважинами №13 и №200 по Центральный Нуралы. По данному участку во всех юрских продуктивных горизонтах запасы в настоящее время не оценены в связи с недостаточной изученностью бурением (рис.1)

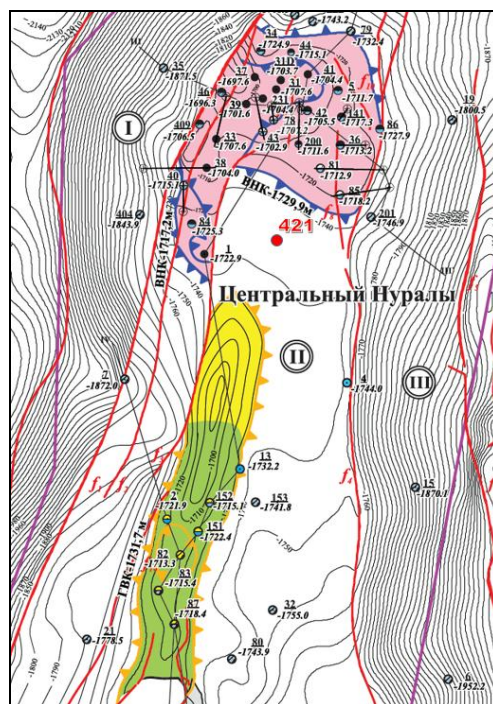


Рис.1-Подсчетный план по кровле горизонта Ю-П-1

Соответственно бурение новой скважины в данном участке дает возможность оценить продуктивность площади по всем горизонтам, так как по сейсмическим данным предполагается наличие перспективных коллекторов (рис.2, 3).

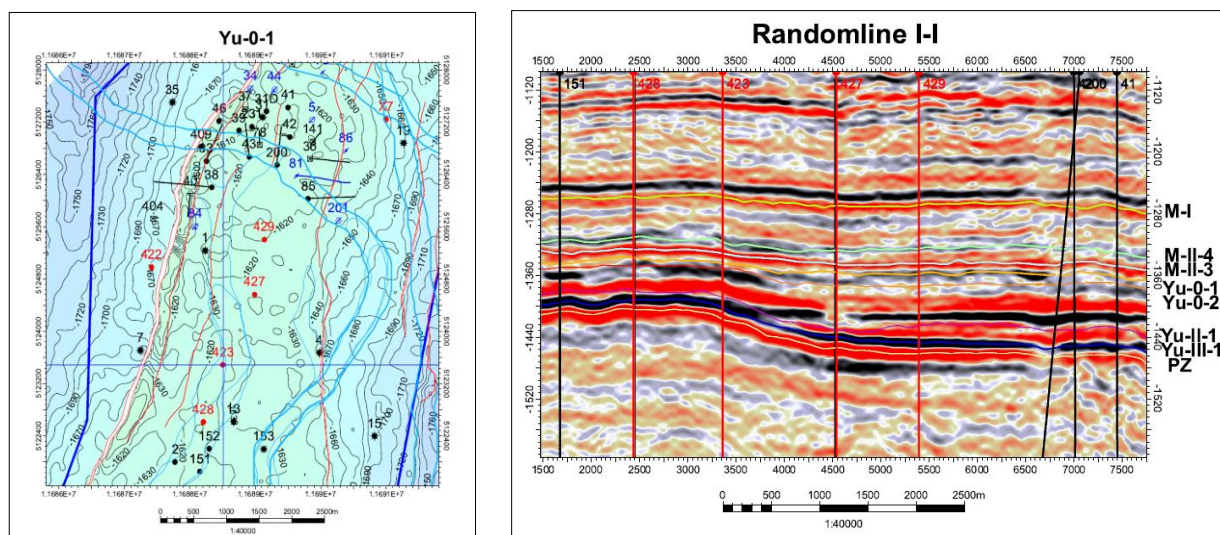


Рис. 2-Структурная карта и сейсмический разрез по району скважин

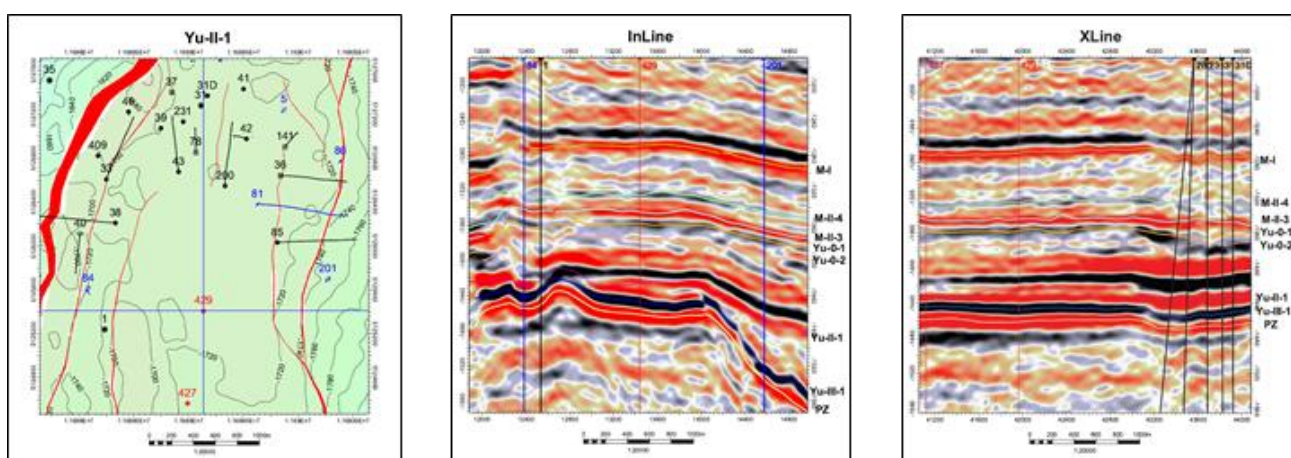


Рис. 3-Структурная карта и сейсмический разрез по району скважин

Одновременно в процессе бурения необходимо оценить перспективность вышележащих горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-I, что позволит уточнить распространение коллекторов, их фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения, а также определить перспективы дальнейшего освоения данного участка месторождения.

В новой скважине рекомендуется провести отбор керна с проведением стандартных и специальных исследований. При получении притоков нефти и газа провести отбор глубинных проб нефти по продуктивным интервалам.

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

На I объекте (горизонты М-II-3/4) с июня 2014г по декабрь 2019г проводились работы по закачке полимерного раствора с целью повышения нефтеотдачи. С 2020г закачка полимерного раствора остановлена по экономическим причинам. Для целей данной работы был составлен Проект «Оценка и научное обоснование применения полимеров для заводнения участков залежи месторождений Нуралы и Акшабулак». Автором проекта и оператором проведения работ является ТОО «Алстрон».

По результатам проектирования (2013-2014гг) были выбраны участки горизонтов М-II-3/4 и на 01.01.2020г) реализовывались следующие этапы работ:

- Опытно-промышленные работы (ОПР) по полимерному заводнению в скважину №26 (начало 23 июня 2014г) и скважину №106 (начало 23 июля 2014г);
- Расширение ОПР по полимерному заводнению на I объекте, в скважину №28 (начало 20 июля 2016г) и скважину №66 (начало 3 сентября 2016г).

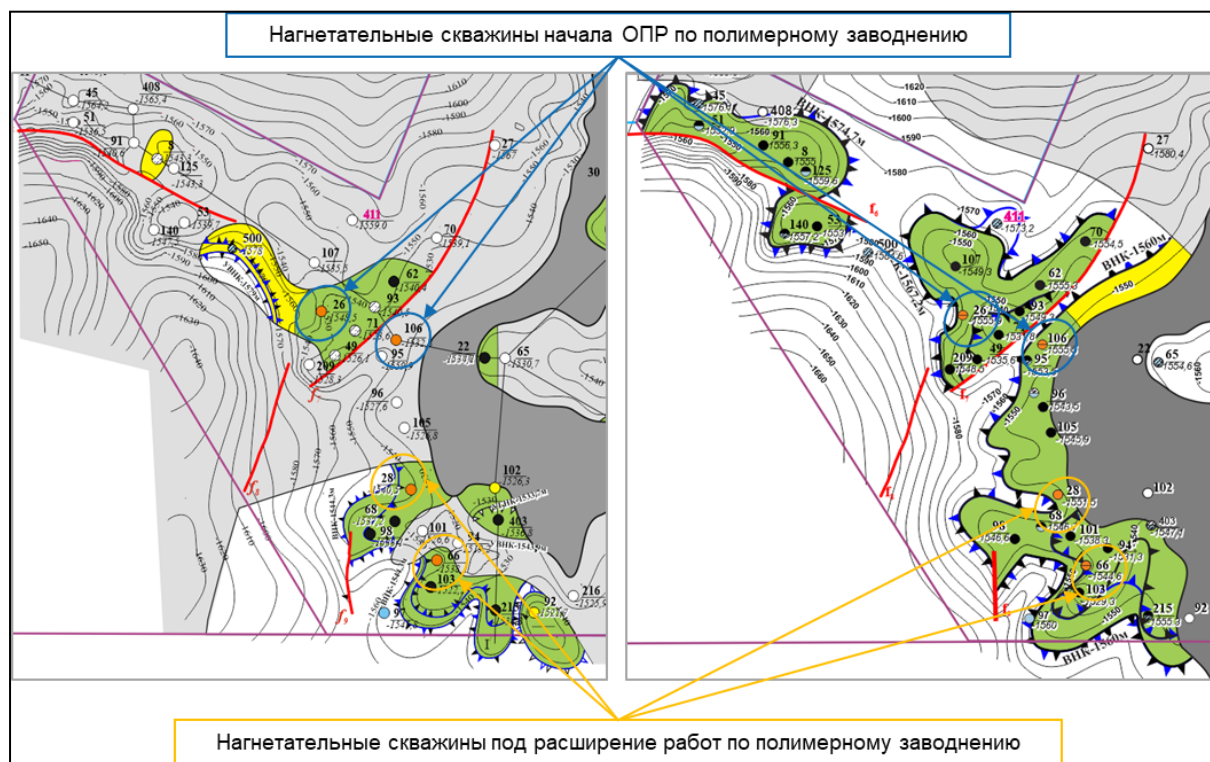


Рис. 12.1.1 - Карта расположения пробуренных скважин на опытном участке

Как описывалось ранее на месторождении Нуралы в 2012-19гг проводились трассерные исследования в нагнетательных скважинах №№26, 28, 97, 106. Результаты исследований показали наличие длинных промытых каналов через всю залежь. Наличие таких каналов позволило сделать вывод о гидродинамической связи всех участков залежи.

Перед началом работ по полимерному заводнению проводились лабораторные исследования по подбору полимера. Был выбран полимер AL5115VHM как лучший реагент для месторождения Нуралы. Данный полимер обладает оптимальным

соотношением цены и эффективности для закачиваемой воды месторождения Нуралы при 80 °С.

Выполнение работ по полимерному заводнению

Для месторождения Нуралы комбинация, которая состоит из высоковязкой оторочки, после которой следует стандартное полимерное заводнение наиболее лучший вариант для рассмотренных скважин.

В связи со сложностью и ответственностью, работы по внедрению проекта были разбиты на 3 части:

1. Опытно-промышленные исследования направленные на отработку технологии в условиях реального пласта. Определение максимальной и минимальной концентраций полимерного раствора. Мониторинг работы добывающих скважин. Продолжительность ОПИ – 3 месяца. Результат – анализ изменения режимов работы скважин, информационная записка по опытно-промышленным работам.

2. Опытно-промышленные работы по созданию высоковязкой оторочки и проведению большеобъемной закачки полимеров в пласт. Продолжительность ОПР – 3 месяца. Результат – промежуточная оценка эффективности полимерного заводнения, включая определение дополнительно добытой нефти.

3. Продолжение опытно-промышленных работ по полимерному заводнению с целью заполнения 30 % порового объема участка и максимизации дополнительно добытой нефти. Продолжительность промышленных работ – данный этап продолжается по настоящее время. Результат – оценка эффективности полимерного заводнения. Подсчёт дополнительно добытой нефти.

На 3-ем этапе продолжения опытно-промышленных работ по полимерному заводнению с целью увеличения охвата полимерным заводнением было принято решение по расширению полимерного заводнения путем закачки полимерного раствора в нагнетательные скв. 28 и 66.

Расчет эффективности полимерного заводнения

В 2016г был составлен Паспорт проекта полимерного заводнения. Оценка эффективности ПЗ согласно паспорту рассчитывается на основе построения характеристик вытеснения по Камбарову по 3 участкам отдельно. Согласно расчетам, дополнительная добыча нефти от организации ПЗ на конец 2019г составила 171,4 тыс.т. всего закачено 965 тыс.м³ полимерного раствора. Расход сухого полимера за весь период составил 843 т. Соотношение накопленной дополнительной добычи нефти на накопленный расход сухого полимера за весь период закачки составило 203 т нефти на 1 т

полимера. На рисунке 12.1.2 представлена динамика добычи нефти и обводненности с начала закачки полимера на участке ПЗ.

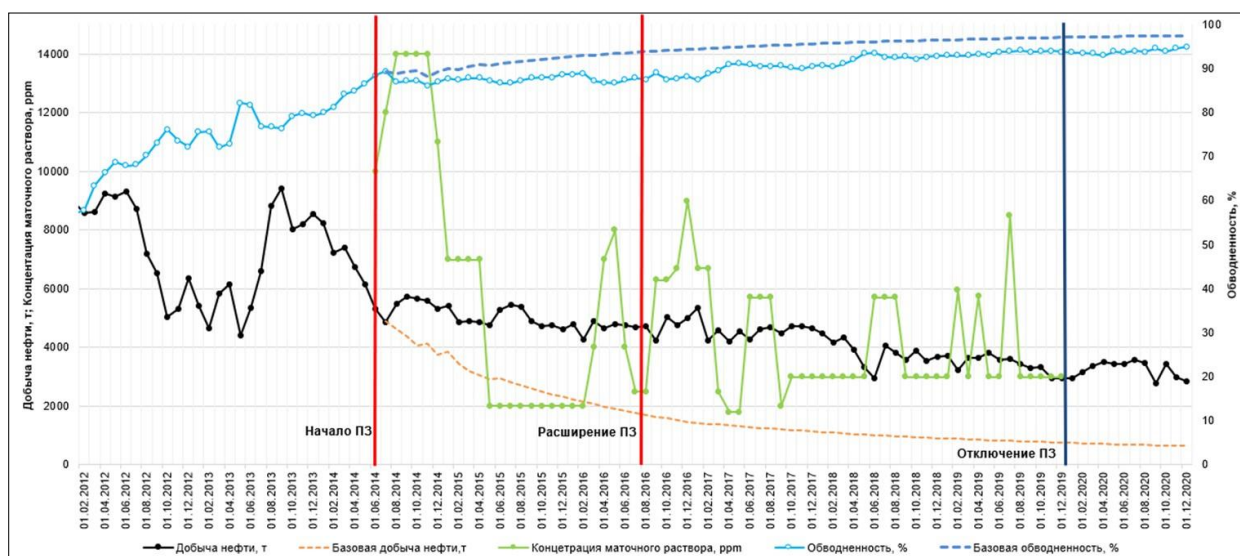


Рис. 12.1.2 – Динамика добычи нефти и обводненности на участке ПЗ

На рисунке 12.1.3 представлена динамика основных показателей по участку ПЗ за анализируемый период, как можно увидеть с момента отключения полимерного заводнения (01.01.2020г) в течении 2020г наблюдается незначительный рост добычи нефти и жидкости, при этом обводненность находится на одном уровне, в целом можно предположить, что наблюдается пост-эффект от ПЗ. С целью отслеживания пост-эффекта от ПЗ, с начала 2020г на залежи не проводились геолого-технические мероприятия и оптимизации режимов работы скважин. Объемы закачки воды на полимерных участках остались на прежнем уровне, однако в целом по залежи была снижена компенсация за счет сокращения объема неэффективной закачки в двух нагнетательных скважинах за контуром питания №216, 210.

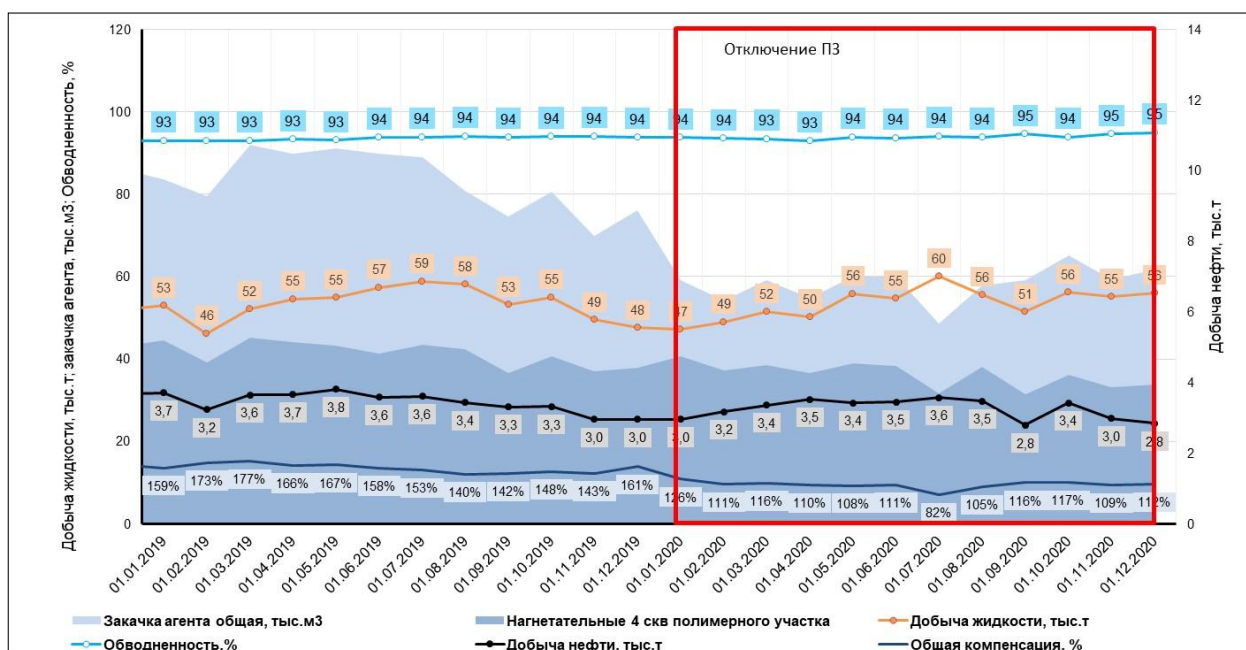


Рис. 12.1.3 – Основные показатели разработки участка ПЗ 2019-2020гг

Согласно экономическим расчетам 2019г разработка месторождения с продолжением ПЗ является нерентабельным. В связи с чем принято решение об остановке ПЗ.

В период с 15.04.2023 по 01.11.2023 гг проведен комплекс лабораторных исследований по определения физико-химических свойств 5 различных реагентов композиций ВПП, их рео-вязкостные характеристики в условиях месторождения «Нуралы», термической стабильности составов при воздействии пластовых температур и химической деструкции, а также оценки водоизолирующей способности посредством проведения фильтрационных исследований. По результатам проведенных лабораторных исследований сделаны следующие выводы:

- Все составы совместимы с промышленными водами месторождения;
- Используемые реагенты относятся к неньютоновским жидкостям, проявляют псевдопластическое поведение при увеличении скорости сдвига;
- Все образцы деструкторов эффективны.
- По результатам исследований термостабильности по составу композиции №1, и №4 вязкость сохраняется в диапазоне от 1000 сП до 6000 сП. По композициям №3 и №5 отмечается снижения вязкости до уровня 178 и 577 сП соответственно, по композиции №2 наихудшие результаты, на 30 сутки замерить вязкость не получилось, так как раствор был очень жидким.
- По результатам исследований на керне наиболее стойкие водоизоляционные характеристики по составам №4 – высокие градиенты давления сдвига (300 атм/м) и остаточный фактор сопротивления и полное снижение проницаемости.
- Максимальный градиент давления закачки по композиции №5 (2050 атм/м), образец химической композиции 3 имеет низкие факторы начального и остаточного сопротивления.
- Композиция №1 имеет низкий фактор остаточного сопротивления после закачки химии и после выдержки 7 суток.
- Композиция №2 фильтрационные и водоизоляционные характеристики низкие и хуже по эффективности.
- Принять результаты лабораторных исследований
- С учетом полученных результатов лабораторного исследования допустить на ОПИ химические композиции ПОТ №4 и №3 на VI объекте, горизонте Ю-II-1, в качестве скважины-кандидата для ОПИ выбрана скважина №44.

13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Нуралы на момент составления настоящего «Проекта разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19.05.2023г. Срок завершения контракта 1 марта 2034 года.

Согласно пункту 9 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании сумма обеспечения исполнения обязательства по ликвидации последствий добычи определяется в проекте разработки месторождения на основе рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов и подлежит пересчету не реже одного раза в три года в рамках анализа разработки.

По результатам пересчета либо в процессе проведения работ по ликвидации последствий добычи углеводородов сумма обеспечения может быть скорректирована соразмерно снижению рыночной стоимости работ по ликвидации последствий добычи углеводородов либо стоимости ликвидационных работ, фактически выполненных на участке недр.

Согласно пункту 4 статьи 128 Кодекса «О недрах и недропользовании», финансирование работ по ликвидации технологических объектов, проводимых вне рамок ликвидации последствий недропользования по углеводородам, осуществляется за счет средств недропользователя. Таким образом, при расчете необходимой суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования в расчете необходимо учитывать только существующие технологические объекты (в том числе скважины) на момент завершения контракта.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ. Стоимость работ 1 бригады/час составляет 71084 тенге. Продолжительность ликвидационных работ на 1 скважину, ликвидируемых по схеме 1 составляет 132 часа, по схеме 2 – 160 часов, водозаборные скважины – 56 часов. Ликвидации на конец рентабельного периода подлежат 86 скважины, из них 36 добывающих, 18 нагнетательных, 9 в наблюдательном фонде, 9 в консервации, 14 водозаборных скважин.

Таблица 13.1 - Таблица ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продолжительность ликвидационных работ на скважину, час	Количество скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Всего продолжительность ликвидационных работ, час	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме	132	6	71 084	792	56 298 528

ликвидации I					
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	160	66	71 084	10 560	750 647 040
Водозаборные скважины	56	14	71 084	784	55729856
ИТОГО		86		12 136	862 675 424

Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.3 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	71 084	12 136	862 675 424
Затраты на установку репер тумбы	412080	86	35 438 880
Затраты на демонтаж оборудования			2 685 765 207
Рекультивация земель			231 372 517
Затраты на организацию и управление строительством			466 457 565
Сметная прибыль 5%			150 378 450
Непредвиденные работы и затраты - 2%			67 671 906
пересчет на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388			139 743 851
ИТОГО			4 639 503 800
Итого с НДС, 16%			5 381 824 408
Накопленная сумма			1 031 814 142
Сумма к накоплению в ЛФ			4 350 010 266
Сумма с учетом инфляции			6 285 133 921
Накопленная добыча нефти за контрактный период			744,364
Удельный норматив, тонна/тенге			8443,635

Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **412080 тенге** (таблица П.13.3). Стоимость ликвидации объектов, оборудования и рекультивации составила **2 685 765 207** тенге (таблиц П.13.2). Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования, рекультивации земли и НДС составила **5 381 824 408** тенге. Накопленная сумма на банковском счете **1 031 814 142** тенге. Сумма к накоплению за вычетом накопленных и с учетом инфляции составила **6 285 133 921** тенге.

Согласно пункту 6 статьи 126 Кодекса, исполнение недропользователями обязательства по ликвидации последствий недропользования по углеводородам обеспечивается залогом банковского вклада, за исключением недропользователей, проводящих разведку углеводородов на море.

Согласно пункту 8 статьи 126 Кодекса о недрах и недропользовании банковский вклад, являющийся предметом залога, обеспечивающего исполнение обязательства по ликвидации последствий добычи, формируется посредством вноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемым объемам добычи углеводородов.

В то же время, согласно пункту 3 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании», в части введения Кодекса в действие, пункт 8 статьи 126 Кодекса применяется к отношениям по разрешениям, лицензиям и контрактам на недропользование по углеводородам, выданным и заключенным до введения в действие настоящего Кодекса, по истечении тридцати шести месяцев со дня введения в действие настоящего Кодекса

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода 2037г, на сумму ликвидационных отчислений для накопления.

Таблица 13.3 – Расчет отчислений в Ликвидационный фонд

Годы	Добыча нефти, тыс.тн	Норматив, тенге/тонна	Сумма к отчислению, тыс.тенге
2026	73,46	8443,64	620 276,622
2027	67,87	8443,64	573 076,910
2028	59,49	8443,64	502 333,061
2029	76,22	8443,64	643 608,467
2030	79,75	8443,64	673 388,980
2031	75,62	8443,64	638 547,358
2032	68,23	8443,64	576 126,467
2033	60,25	8443,64	508 758,942
2034	55,02	8443,64	464 578,047
2035	48,37	8443,64	408 455,533
2036	43,23	8443,64	365 025,456
2037	36,83	8443,64	310 958,078
Итого	744,364		6 285 133,921

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

а) Опубликованная литература

- 1 Правительство РК Экологический кодекс Республики Казахстан, утверждённый постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 01.07.2019г)
- 2 Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные постановлением Правительства РК №204-п от 28.06.2007г;
- 3 Правительство РК Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 г №219-1 «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.)
- 4 Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» утвержденные постановлением Правительства РК № 261 от 27.03.2015г.
- 5 Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденными правительством РК от 20 марта 2015 года №237 размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ)
- 6 Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования, и безопасности водных объектов» утвержденными правительством РК от 16.03.2015 года №209
- 7 Правительство РК Кодекс РК «О недрах и недропользовании», утвержденный постановлением Правительства РК №125-VI от 27.12.2017г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019г);
- 8 Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждённые приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
- 9 Правительство РК Закон Республики Казахстан от 29.09.2014г «О разрешениях и уведомлениях»;
- 10 Правительство РК «Единые правила охраны недр при разработке месторождений твердых полезных ископаемых, нефти, газа, подземных вод в Республике Казахстан», утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 03.04.2015г №190;
- 11 Правительство РК РД «Методические указания по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений» г.Астана, 2018г.

- 12 МЧС РК «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли Республики Казахстан», г. Астана, 2010г;
- 13 Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации. Приказ Министра охраны окружающей среды РК № 204-п от 28.06.2007г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.07.2012г)», г. Астана, 2012г;
- 14 Максимов М.И. «Геологические основы разработки нефтяных месторождений». Изд. 2-е. М., «Недра», 1975г;
- 15 Лысенко В.Д. «Разработка нефтяных месторождений», г. Москва, «Недра», 2003г;
- 16 Ипатов А.И., Кременецкий М.И. «Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов», г. Москва, «Недра», 2008г;
- 17 Совет министров СССР РД 39-0147035-202-87 «Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», ВНИИ, г. Москва, 1987г;
- 18 Совет министров СССР РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов контроля разработки нефтяных месторождений» г. Москва, 1982г.

б) Фондовая литература

- 19 ЗАО «НИПИнефтегаз» «Проект пробной эксплуатации месторождения Нуралы» (Протокол № 17 от 13.06.2002г.), Актау, 2002г;
- 20 «Мунайгазгеолсервис» «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол №224-03-У от 18.04.2003г.), 2003г;
- 21 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» «Технологическая схема разработки месторождения Нуралы» (Протокол №32 от 15.04.05г), Атырау, 2004г;
- 22 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2005г по 01.07.2006г.», (Протокол ЦКР РК № 39 от 20.10.06г.), Атырау, 2006г;
- 23 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.07.2006г по 01.07.2007г.» (Протокол ЦКР РК № 47 от 14.12.07г.), Атырау, 2007г;
- 24 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» «Авторский надзор за выполнением проектных решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.01.2007г по 01.07.2008г.» (Протокол ЦКР РК № 54 от 05.12.08г.), Атырау, 2008г;
- 25 ТОО «Каспиан Энерджи» Авторский надзор за выполнением проектных

- | | | |
|----|------------------------------|--|
| | Ресерч» | решений технологической схемы разработки месторождения Нуралы за период с 01.07.2008г по 01.01.2010г» (Протокол ЦКР РК № 62 от 25.02.10г), Атырау, 2010г; |
| 26 | ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» | «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Нуралы» (Протокол № 972-10-У от 06.10.2010г), Атырау, 2010г; |
| 27 | ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» | «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Нуралы», (Протокол ЦКР РК № 173 от 15.07.2011г.), Атырау, 2011г; |
| 28 | ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» | «Пересчет запасов нефти, растворенного газа, свободного газа и конденсата месторождения Нуралы», Атырау, 2014г; |
| 29 | ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» | «Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.06.2015г» (Протокол ЦКРР РК №62/14 от 27 августа 2015г), Атырау 2015г; |
| 30 | ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» | Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.07.2017г» (Утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №90/12 от 30.10.2017г), Атырау 2017г; |
| 31 | АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» | Анализ разработки месторождения Нуралы по состоянию на 01.01.2019г» (Утвержден МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №04-14/16932 от 30.10.2020г), Атырау 2020г. |
| 32 | АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» | «Пересчета запасов нефти и газа месторождения Нуралы по состоянию на 02.01.2021г». |

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	1	0	5	0	33	16	6,6	165,5	426,4
2027	0	0	0	0	0	0	1	0	32	16	5,1	150,9	416,3
2028	0	0	0	0	0	0	1	0	31	16	4,4	153,5	411,8
2029	0	0	0	2	2	0	0	1	33	15	5,3	164,1	429,6
2030	0	0	0	0	1	0	0	0	34	15	5,3	158,3	449,0
2031	0	0	0	1	1	0	0	0	35	15	5,0	148,1	440,8

Таблица П 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м3		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих						годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	70,5	1,4	9,3	4357,6	86,4	0,310	1769,3	19905,7	1875,2	20771,1	96,0	19,496	1444,055
2027	58,3	1,2	8,5	4415,9	87,6	0,314	1711,4	21617,1	1830,9	22602,0	96,6	15,913	1459,968
2028	49,5	1,0	7,9	4465,4	88,6	0,318	1708,6	23325,7	1811,4	24413,4	97,1	13,567	1473,535
2029	57,2	1,1	9,9	4522,5	89,7	0,322	1772,9	25098,6	1881,8	26295,1	96,8	17,731	1491,266
2030	60,2	1,2	11,6	4582,7	90,9	0,326	1788,0	26886,6	1893,0	28188,1	96,6	20,322	1511,588
2031	58,5	1,2	12,7	4641,2	92,1	0,330	1735,8	28622,4	1858,3	30046,4	96,6	20,042	1531,630

Таблица П 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	18	7	6,7	174,2	621,7
2027	0	0	0	0	0	0	0	18	7	5,6	174,3	619,9
2028	0	0	0	0	0	0	0	18	7	4,7	174,5	618,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	18	7	4,2	174,7	653,4
2030	0	0	0	0	0	0	0	18	7	3,7	174,9	653,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	18	7	3,3	175,0	652,5

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	39,6	2,2	15,6	1620,9	88,4	0,308	1032,2	10626,5	1350,1	12627,9	96,2	134,0	4,693	454,044
2027	33,3	1,8	15,6	1654,2	90,2	0,314	1033,2	11659,7	1346,2	13974,1	96,8	134,0	3,949	457,992
2028	28,1	1,5	15,6	1682,3	91,7	0,319	1034,2	12693,9	1343,2	15317,3	97,3	134,0	3,331	461,324
2029	26,1	1,4	17,2	1708,4	93,1	0,324	1095,0	13788,9	1419,0	16736,3	97,6	134,0	3,094	464,418
2030	23,4	1,3	18,6	1731,8	94,4	0,329	1096,1	14884,9	1418,2	18154,4	97,9	134,0	2,772	467,189
2031	20,4	1,1	19,8	1752,2	95,5	0,332	1097,2	15982,1	1417,1	19571,5	98,1	134,0	2,414	469,604

Таблица П 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Ввод скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2,3	2,9	8,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2,1	2,8	7,9
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1,9	2,7	7,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1,7	2,5	7,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1,6	2,4	6,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1,4	2,3	6,2

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	0,2	0,2	2,1	98,1	90,7	0,218	0,3	138,0	2,0	46,1	21,8	550,0	0,016	17,930
2027	0,2	0,2	1,9	98,3	90,9	0,219	0,3	138,3	1,9	47,9	25,6	550,0	0,014	17,944
2028	0,2	0,2	1,8	98,5	91,1	0,219	0,2	138,5	1,8	49,7	27,8	550,0	0,013	17,957
2029	0,2	0,1	1,6	98,6	91,2	0,220	0,2	138,8	1,7	51,4	31,3	550,0	0,012	17,969
2030	0,1	0,1	1,5	98,8	91,4	0,220	0,2	139,0	1,6	52,9	34,7	550,0	0,011	17,980
2031	0,1	0,1	1,4	98,9	91,5	0,220	0,2	139,2	1,5	54,4	37,9	550,0	0,010	17,990

Таблица П 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	1	0	3	0	6	3	2,7	21,6	46,6
2027	0	0	0	0	0	0	1	0	5	3	2,6	20,1	39,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2,3	20,5	38,4
2029	0	0	0	0	1	0	2	1	4	2	4,9	18,5	32,7
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	5,3	18,3	48,6
2031	0	0	0	1	0	0	0	0	5	2	6,7	18,4	61,1

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м ³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м ³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	4,7	0,8	2,9	443,8	73,9	0,193	37,5	857,0	25,5	556,4	87,4	65,0	1,626	94,506
2027	4,1	0,7	2,6	447,9	74,6	0,195	31,3	888,4	21,4	577,8	87,1	65,0	1,398	95,904
2028	3,5	0,6	2,3	451,4	75,2	0,196	31,2	919,5	21,0	598,8	88,7	65,0	1,213	97,117
2029	6,2	1,0	4,2	457,6	76,2	0,199	23,3	942,9	17,3	616,1	73,5	65,0	2,136	99,254
2030	6,9	1,1	4,8	464,5	77,3	0,202	23,6	966,5	17,7	633,8	70,9	65,0	2,365	101,619
2031	10,3	1,7	7,6	474,8	79,1	0,206	28,4	994,9	22,3	656,1	63,6	65,0	3,570	105,189

Таблица П 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	1	0	1	0	3,6	16,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,8	16,1	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,2	16,1	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,8	16,2	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,4	16,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1,1	16,3	0,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	1,3	1,0	4,4	95,3	77,3	0,426	5,8	138,5	0,0	0,0	77,8	0,0	0,229	33,770
2027	0,9	0,7	3,2	96,2	78,0	0,430	5,2	143,8	0,0	0,0	82,8	0,0	0,160	33,929
2028	0,7	0,6	2,6	97,0	78,6	0,433	5,2	149,0	0,0	0,0	86,4	0,0	0,127	34,056
2029	0,6	0,5	2,2	97,5	79,0	0,435	5,3	154,3	0,0	0,0	89,1	0,0	0,102	34,158
2030	0,5	0,4	1,8	98,0	79,4	0,437	5,3	159,6	0,0	0,0	91,3	0,0	0,082	34,240
2031	0,4	0,3	1,5	98,4	79,7	0,439	5,3	164,8	0,0	0,0	93,0	0,0	0,066	34,306

Таблица П 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2,7	52,2	115,2
2027	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2,0	53,0	114,2
2028	0	0	0	0	0	1	0	1	2	1,6	53,8	85,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1,3	54,6	58,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1,0	55,4	58,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0,8	56,2	59,3

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки V объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	1,8	1,9	33,1	94,8	96,2	0,156	35,5	350,8	71,5	387,5	94,8	200,0	0,918	51,140
2027	1,4	1,4	36,9	96,2	97,6	0,158	35,6	386,3	70,8	458,4	96,1	200,0	0,686	51,826
2028	0,8	0,8	34,2	97,0	98,4	0,159	26,9	413,2	53,1	511,5	97,0	200,0	0,402	52,227
2029	0,4	0,4	27,5	97,4	98,9	0,160	18,3	431,5	36,0	547,5	97,7	200,0	0,212	52,440
2030	0,3	0,3	29,9	97,7	99,2	0,161	18,6	450,1	36,4	583,9	98,2	200,0	0,167	52,606
2031	0,3	0,3	33,5	98,0	99,5	0,161	18,9	469,0	36,8	620,6	98,6	200,0	0,131	52,738

Таблица П 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных			доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	1	0	5	3	12,1	346,7	518,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	5	3	10,7	349,4	475,6
2028	0	0	0	0	0	0	0	5	3	9,3	352,3	477,6
2029	0	0	0	2	0	0	0	7	3	10,0	275,7	496,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	8	3	10,5	239,5	510,4
2031	0	0	0	0	0	1	0	7	3	10,0	223,5	463,6

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки VI объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор низ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	22,9	1,0	8,7	1985,8	89,2	0,474	658,1	7764,6	426,1	7153,2	96,5	65,0	12,014	786,638
2027	18,5	0,8	7,7	2004,3	90,0	0,478	605,8	8370,4	390,6	7543,8	96,9	65,0	9,707	796,345
2028	16,2	0,7	7,3	2020,4	90,8	0,482	610,8	8981,2	392,3	7936,1	97,4	65,0	8,481	804,825
2029	22,9	1,0	11,1	2043,3	91,8	0,488	628,8	9610,0	407,8	8343,9	96,4	65,0	12,019	816,844
2030	28,1	1,3	15,4	2071,4	93,1	0,494	641,7	10251,7	419,2	8763,1	95,6	65,0	14,767	831,611
2031	26,0	1,2	16,8	2097,5	94,2	0,501	582,4	10834,1	380,7	9143,8	95,5	65,0	13,656	845,267

Таблица П 4.1.15 - Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	3,6	8,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,8	8,4	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2,2	8,4	0,0

Таблица 4.1.16 - Характеристика основных показателей разработки VII объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2027	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2028	0,0	-	-	11,3	73,0	0,038	0,0	20,0	0,0	0,0	-	0,0	0,000	3,575
2029	0,8	5,5	20,2	12,2	78,4	0,041	2,0	21,9	0,0	0,0	56,9	0,0	0,156	3,731
2030	0,9	5,6	25,7	13,0	84,0	0,044	2,6	24,5	0,0	0,0	66,8	0,0	0,158	3,889
2031	0,7	4,3	26,9	13,7	88,3	0,046	2,6	27,1	0,0	0,0	74,5	0,0	0,123	4,012

Таблица П 4.1.17 - Характеристика основного фонда скважин VIII объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м³/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	2,2	8,4	0,0

Таблица 4.1.18 - Характеристика основных показателей разработки VIII объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2027	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2028	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2029	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2030	0,0	-	-	6,9	81,7	0,013	0,0	9,7	0,0	0,0	-	0,0	0,000	2,279
2031	0,3	3,9	21,5	7,3	85,6	0,013	0,8	10,5	0,0	0,0	58,8	0,0	0,072	2,350

Таблица П 4.1.19 - Характеристика основного фонда скважин Возвратного объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважине из бурения, ед.			Перевод с другого объекта, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость, м3/сут
	всего	доб-щих	нагн-ных				доб-щих	нагн-ных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.20 - Характеристика основных показателей разработки Возвратного объекта. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Нак-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор НИЗ, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Нак-ая добыча жидкости, тыс.т	Закачка рабочего агента, тыс.м ³		Обводненность, %	Компенсация, %	Добыча газа, млн.м ³	
		нач-ных	текущих						годовая	нак-ная			годовая	нак-ная
2026	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2027	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2028	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2029	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2030	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173
2031	0,0	-	-	0,6	5,8	0,008	0,0	0,6	0,0	0,0	-	0,0	0,000	0,173

Таблица П.4.2.1 – Капитальные вложения, 1 вариант

Наименование работ объектов и затрат	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)								
ИДН (смена насоса)	тыс.тг.	47 670	-	47 670	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт(дострел/перестрел)	тыс.тг.	50 667	0,00	0,00	0,00	33777,93	0,00	16888,96
Перевод из нагнетательных в добывающие	тыс.тг.	17 610	-	0	0	0	17610	0
Вывод из наблюдательного фонда	тыс.тг.	74 468	18 617	0	0	37234	0	18617
Вывод из бездействия нагнетательных	тыс.тг.	0	-	0	0	0	0	0
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг.	190 415	18 617	47 670	-	71 012	17 610	35 506
Итого с инфляцией	тыс.тг.	216 518	18 617	50 053	-	82 205	21 406	44 237
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО								
Обустройство промысла								
Обустройство устьев Нур-415, 416	тыс.тг.	129 516	129 516	-	-	-	-	-
Прокладка параллельного стекловолокнуистого трубопровода ДНС Север - УПН Нуралы, L - 14,5 км	тыс.тг.	620 003	620 003	-	-	-	-	-
Подключение РВС-3000 под пластовую воду на УПН Нуралы	тыс.тг.	22 000	-	22 000	-	-	-	-
Ремонт рабочих площадок и бетонных оснований ДНС и УПН Нуралы	тыс.тг.	14 553	14 553	-	-	-	-	-
Ремонт слесарной мастерской на м/р Нуралы	тыс.тг.	11 497	11 497	-	-	-	-	-
ПИР	тыс.тг.	46 427	23 882	22 545	-	-	-	-
Футеровка б/у насосно-компрессорных труб (с учетом очистки и диагностики), включая вывоз со склада Акшабулак, и обратный завоз после футеровки.	тыс.тг.	469 351	469 351	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг.	1 313 349	1 268 803	44545	0	0	0	0
Итого с инфляцией	тыс.тг.	1 315 576	1 268 803	46772	0	0	0	0
ВСЕГО	тыс.тг.	1 503 764	1 287 420	92215	0	71012	17610	35506
Всего с учетом инфляции	тыс.тг.	1 532 094	1 287 420	96826	0	82205	21406	44237

Таблица П.4.2.2 - Бюджетная эффективность, 1 вариант

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	4	5	6	7	8
НДС (с выручки)	тыс. тг.	5 599 623	1 065 271	863 226	765 963	934 028	986 920	984 215
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс. тг.	1 127 980	181 531	192 295	195 830	192 270	187 863	178 190
Налог на имущество	тыс. тг.	824 335	186 595	168 498	144 840	124 561	107 381	92 461
Прочие налоги	тыс. тг.	30 094	5 021	5 011	5 001	5 011	5 021	5 031
Рентный налог на экспорт нефти	тыс. тг.	1 837 503	367 990	297 669	256 026	293 686	311 612	310 520
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс. тг.	2 290 129	460 534	372 528	320 412	367 543	389 978	379 133
НДПИ на добычу нефти	тыс. тг.	1 662 748	327 347	263 879	230 017	270 849	285 829	284 827
НДПИ на добычу газа	тыс. тг.	83 378	1 274	12 608	12 080	17 173	20 039	20 204
Корпоративный подоходный налог	тыс. тг.	77 762	77 762	0	0	0	0	0
Налог на сверхприбыль	тыс. тг.	0	0	0	0	0	0	0
Общие поступления Государству	тыс. тг.	3 107 034	648 738	566 538	523 083	468 146	464 296	436 233
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс. тг.	3 856 530	791 938	575 205	551 455	619 112	650 513	668 307
Возврат НДС Государством	тыс. тг.	-1 743 093	-273 333	-288 021	-214 508	-314 916	-336 407	-315 908
Недисконированные поступления Государству	тыс. тг.	8 706 658	1 714 009	1 429 764	1 289 046	1 402 174	1 451 217	1 420 448

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход, 1 вариант

Доход от реализации	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нефть	тыс.тонн	353,77	70,44	58,25	49,42	57,13	60,10	58,43
Товарный газ	млн. м3	83,33	15,18	12,25	10,22	13,82	16,05	15,81
СУГ	тыс. тонн	20,79	3,79	3,06	2,55	3,45	4,01	3,94
Продажа продукции по направлениям								

Доход от реализации	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Нефть на экспорт	тыс. тонн	70,68	14,21	11,50	9,89	11,34	12,04	11,70
Нефть на внутренний рынок	тыс. тонн	283,08	56,23	46,75	39,53	45,79	48,06	46,73
Товарный газ на внутренний рынок	млн.м3	83,33	15,18	12,25	10,22	13,82	16,05	15,81
СУГ на внутренний рынок	тыс. тонн	20,79	3,79	3,06	2,55	3,45	4,01	3,94
Цена реализации продукции								
Нефть на экспорт	тг./тонн	215342,85	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	214449,31	219810,54
Нефть на внутренний рынок	тг./тонн	116979,25	113875,48	110000,00	115000,00	120000,00	120000,00	123000,00
Товарный газ на внутренний рынок	тг./тыс.м3	1003,91	764,20	880,65	968,72	1065,59	1172,15	1172,15
СУГ на внутренний рынок	тг./тонн	87084,63	64201,15	78982,00	90829,00	95370,45	95370,45	97754,71
Производственная прибыль от реализации								
Нефть на экспорт	тг. тыс	15220652,48	3048187,18	2465690,45	2120745,68	2432697,10	2581188,94	2572143,13
Нефть на внутренний рынок	тг. тыс	33100769,47	6403145,98	5143005,99	4545658,88	5494211,96	5767479,43	5747267,23
Товарный газ на внутренний рынок	тг. тыс	84363,16	11602,85	10787,96	9903,22	14723,26	18814,18	18531,69
СУГ на внутренний рынок	тг. тыс	1812512,90	243193,96	241368,99	231704,78	328741,94	381958,65	385544,58
Итоговый производственный доход	тг. тыс	50218298,02	9706129,96	7860853,40	6908012,56	8270374,26	8749441,21	8723486,63

Таблица П.4.2.4- Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	4	5	6	7	8
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг.	3 769 820,89	667 117,92	579 249,07	515 958,78	626 306,77	691 806,40	689 381,96
Затраты на материалы	тыс.тг.	789 369,93	139 689,08	121 290,06	108 037,59	131 143,56	144 858,65	144 350,99
Затраты на оплату труда ОПП	тыс.тг.	7 341 501,19	1 277 355,19	1 264 141,17	1 246 412,36	1 223 750,32	1 195 706,04	1 134 136,10
Затраты на персонал	тыс.тг.	781 628,82	115 428,77	121 200,21	127 260,22	133 623,23	140 304,39	143 812,00
Затраты на обучение персонала	тыс.тг.	241 274,33	46 706,06	38 314,16	37 851,53	37 153,84	40 152,93	41 095,81
Общепромысловые расходы	тыс.тг.	2 696 915,57	398 272,99	418 186,64	439 095,97	461 050,77	484 103,31	496 205,89
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг.	131 621,64	19 624,82	20 185,52	20 753,24	22 254,54	23 854,09	24 949,43
Транспортные расходы	тыс.тг.	2 042 851,62	304 589,64	313 292,20	322 103,54	345 404,65	370 230,61	387 230,99
Материальная помощь	тыс.тг.	163 947,69	24 444,64	25 143,05	25 850,20	27 720,22	29 712,61	31 076,96
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг.	1 342 246,19	198 219,18	208 130,14	218 536,65	229 463,48	240 936,66	246 960,07
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг.	112 961,63	16 842,60	17 323,82	17 811,05	19 099,51	20 472,29	21 412,35
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг.	63 609,45	9 484,18	9 755,16	10 029,52	10 755,06	11 528,08	12 057,43
Проекты отвода земель	тыс.тг.	8 339,73	1 243,46	1 278,98	1 314,95	1 410,08	1 511,43	1 580,83
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг.	28 971,79	4 319,70	4 443,12	4 568,08	4 898,54	5 250,62	5 491,72
Научно-исследовательские и проектные работы+АН	тыс.тг.	1 314 450,28	194 114,36	203 820,08	214 011,08	224 711,64	235 947,22	241 845,90
Лабораторные исследования	тыс.тг.	271 629,37	40 500,00	41 657,14	42 828,75	45 927,00	49 228,00	51 488,47
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг.	78 954,00	11 772,06	12 108,40	12 448,95	13 349,52	14 309,01	14 966,06
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг.	230 647,12	34 389,54	35 372,10	36 366,94	38 997,73	41 800,70	43 720,12
Обслуживание насосов	тыс.тг.	55 426,88	8 264,16	8 500,28	8 739,35	9 371,56	10 045,14	10 506,39
Обслуживание УПП	тыс.тг.	388 921,04	57 434,78	60 306,52	63 321,84	66 487,93	69 812,33	71 557,64
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг.	74 534,91	11 113,17	11 430,69	11 752,18	12 602,34	13 508,13	14 128,40
Поверка и регулировка	тыс.тг.	58 935,01	8 787,22	9 038,29	9 292,49	9 964,71	10 680,92	11 171,37
Содержание автодорог	тыс.тг.	335 215,21	49 980,66	51 408,68	52 854,55	56 678,07	60 751,81	63 541,43
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг.	473 932,25	70 663,41	72 682,36	74 726,55	80 132,30	85 891,81	89 835,82
Командировочные расходы	тыс.тг.	32 085,30	4 783,93	4 920,61	5 059,00	5 424,97	5 814,89	6 081,90
Расходы по страхованию	тыс.тг.	583 934,97	86 233,89	90 545,59	95 072,87	99 826,51	104 817,83	107 438,28
Подземный ремонт скважин	тыс.тг.	662 857,95	97 889,02	102 783,47	107 922,64	113 318,78	118 984,71	121 959,33
Текущий ремонт скважин	тыс.тг.	63 027,75	9 307,76	9 773,15	10 261,81	10 774,90	11 313,64	11 596,49
Свабирование	тыс.тг.	27 934,23	4 165,00	4 284,00	4 404,49	4 723,11	5 062,58	5 295,05
Ликвидация скважин	тыс.тг.	62 029,23	37 321,48	7 837,51	8 229,39	8 640,85	0,00	0,00
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг.	24 229 575,94	3 950 058,66	3 868 402,17	3 852 876,57	4 074 966,49	4 238 396,85	4 244 875,20
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг.	1 127 979,55	181 531,44	192 294,94	195 830,18	192 269,64	187 863,46	178 189,89
Налог на имущество	тыс.тг.	824 335,01	186 594,75	168 497,67	144 839,75	124 560,57	107 381,37	92 460,92
Земельный налог	тыс.тг.	24 858,03	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00	4 143,00

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	4	5	6	7	8
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг.	2 949,78	496,70	486,56	476,43	486,56	496,70	506,84
Прочие налоги и фонды	тыс.тг.	2 286,55	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09	381,09
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг.	1 662 748,02	327 347,01	263 879,18	230 016,76	270 848,83	285 828,96	284 827,27
НДПИ на добычу газа	тыс.тг.	83 377,95	1 273,98	12 607,85	12 080,40	17 173,26	20 038,64	20 203,81
Расходы на НИОКР	тыс.тг.	243 781,54	49 213,28	38 314,16	37 851,53	37 153,84	40 152,93	41 095,81
Итого производственных затрат	тыс.тг.	28 201 892,37	4 701 039,92	4 549 006,63	4 478 495,71	4 721 983,28	4 884 683,00	4 866 683,83
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг.	2 898 157,39	561 380,80	465 908,48	401 597,04	469 210,71	500 907,90	499 152,46
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг.	1 837 503,32	367 990,40	297 668,87	256 025,64	293 685,77	311 612,35	310 520,30
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг.	2 290 128,73	460 534,31	372 528,00	320 412,13	367 543,21	389 978,05	379 133,04
Итого расходы по реализации	тыс.тг.	7 025 789,44	1 389 905,52	1 136 105,34	978 034,81	1 130 439,68	1 202 498,29	1 188 805,80
Общехозяйственные расходы	тыс.тг.	3 350 295,36	680 830,12	557 360,15	467 936,00	533 375,04	562 080,61	548 713,43
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг.	3 059 445,56	609 207,02	503 777,00	427 364,75	494 062,05	519 744,22	505 290,51
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг.	290 849,80	71 623,10	53 583,15	40 571,25	39 312,99	42 336,39	43 422,92
Итого не производственные затраты	тыс.тг.	19 080 359,17	3 362 125,95	3 030 048,53	2 824 409,83	3 120 127,08	3 348 977,24	3 394 670,55
Итого затраты	тыс.тг.	47 282 251,54	8 063 165,87	7 579 055,15	7 302 905,54	7 842 110,36	8 233 660,24	8 261 354,38
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг.	50 218 298,02	9 706 129,96	7 860 853,40	6 908 012,56	8 270 374,26	8 749 441,21	8 723 486,63
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг.	47 282 251,54	8 063 165,87	7 579 055,15	7 302 905,54	7 842 110,36	8 233 660,24	8 261 354,38
Операционный доход	тыс.тг.	2 936 046,48	1 642 964,09	281 798,25	-394 892,98	428 263,90	515 780,97	462 132,25
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг.	6 265 322,97	1 254 155,23	1 053 044,74	898 570,20	1 007 900,99	1 042 226,40	1 009 425,41
Балансовая прибыль	тыс.тг.	-3329276,49	388808,86	-771246,49	-1293463,18	-579637,09	-526445,44	-547293,15
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг.	8 638 322,75	2 042 468,17	1 754 721,98	1 496 492,60	1 289 603,81	1 104 566,90	950 469,29
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг.	-5702276,27	-399504,08	-1472923,73	-1891385,58	-861339,91	-588785,93	-488337,04
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	77 761,77	77 761,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг.	-3407038,26	311047,09	-771246,49	-1293463,18	-579637,09	-526445,44	-547293,15

Таблица П.4.2.5 - Анализ движения денежных средств предприятия после налогообложения, 1 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	4	5	6	7	8
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг.	50 218 298	9 706 130	7 860 853	6 908 013	8 270 374	8 749 441	8 723 487
Итого приток средств	тыс.тг.	50 218 298	9 706 130	7 860 853	6 908 013	8 270 374	8 749 441	8 723 487
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг.	47 282 252	8 063 166	7 579 055	7 302 906	7 842 110	8 233 660	8 261 354
прямые затраты	тыс.тг.	24 229 576	3 950 059	3 868 402	3 852 877	4 074 966	4 238 397	4 244 875
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг.	3 972 316	750 981	680 604	625 619	647 017	646 286	621 809
расходы периода	тыс.тг.	19 080 359	3 362 126	3 030 049	2 824 410	3 120 127	3 348 977	3 394 671
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг.	1 532 094	1 287 420	96 826	0	82 205	21 406	44 237
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг.	77 762	77 762	0	0	0	0	0
Итого отток средств	тыс.тг.	48 892 107	9 428 348	7 675 881	7 302 906	7 924 316	8 255 066	8 305 591
Поток денежной наличности	тыс.тг.	1 326 191	277 781,87	184 972,52	-394 892,98	346 058,51	494 375,36	417 895,48
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг.							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	954 451	277 782	166 867	-321 372	254 064	327 427	249 683
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	857 999	277 782	160 846	-298 596	227 539	282 661	207 768
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	764 317	277 782	154 144	-274 231	200 265	238 414	167 943
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг.	1 326 191	277 782	462 754	67 861	413 920	908 295	1 326 191
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг.	954 451	277 782	444 649	123 277	377 341	704 768	954 451
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	857 999	277 782	438 628	140 032	367 571	650 232	857 999
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	764 317	277 782	431 926	157 694	357 960	596 374	764 317

Таблица П.9.1 - Результаты ГИС по определению профиля притока скважин за 2021-2022г

Скв	Дата исследования	Интервалы перфорации, м	Интервалы притока, м	Мощность, м	Доля дебита,	Состав притока
39	30.05.2022г	1831,3-1836,5	1831,3-1832,7	1,4	35,0	Вода с пленкой нефти
			1835,0-1836,5	1,5	65,0	Вода с пленкой нефти
		ИТОГО по скважине		2,9	100,0	Вода с пленкой нефти
42	09.08.2022г	1785,0-1787,0	-	-	-	-
		1792,0-1800,0	1792,0-1796,0	8,0	96,0	Сильно разгазированная нефть
			1796,0-1800,0			Нефть
		1808,0-1812,0	-	-	-	-
		1818,0-1821,0	-	-	-	-
		1838,0-1839,0	-	-	-	-
		1847,4-1849,2 (изолирован)	1846,0-1848,0	2,0	4,0	Нефть с водой
		ИТОГО по скважине		10,0	100,0	Разгазированная нефть
46	28.10.2021г	1826,5-1832,0	1831,0-1832,0	1,0	3,0	Вода с пленкой нефти
			1832,0-1838,0	6,0	97,0	Вода с пленкой нефти
		ИТОГО по скважине		7,0	100,0	Вода с пленкой нефти
46	07.10.2021г		1832,0-1833,4	1,4		Слабо, вода с нефтью
			1833,6-1834,4	0,8	35	Вода с пл, нефти
		1831,0-1838,0	1835,7-1837,0	1,3	5	Вода с пл, нефти
			1837,5-1838,0	0,5	60	Вода
		ИТОГО по скважине		4,0	100	
94	17.10.2021г	1724,0-1728,0	1724,0-1728,0	4,0	42,0	Вода с нефтью
		1735,5-1737,5	1735,5-1737,5	2,0	58,0	Вода с нефтью
		ИТОГО по скважине		6,0	100,0	Вода с нефтью
96	28.02.2022г	1736,0-1741,0	-	-	-	-
		1742,0-1743,5	1742,0-1743,5	1,5	15,0	Нефть с водой
		1744,0-1753,0	1744,0-1746,0	2,0	58,0	Нефть с водой
			1746,0-1753,0	7,0		Вода
		негерметичен	1760,5-1762,5	2,0	27,0	Вода
		ИТОГО по скважине		12,5	100,0	Вода с пленкой нефти
125	31.03.2022г	1758,0-1761,0	1758,0-1759,0	1,0	8,0	Вода с нефтью
			1760,0-1760,7	0,7	50,0	Вода с нефтью
		1763,5-1765,0	1764,0-1765,2	1,2	42,0	Вода с пленкой нефти
		ИТОГО по скважине		2,9	100,0	Вода с пленкой нефти
151	30.09.2021г	1849,0 - 1856,0	1849,2 – 1855,0	5,8	47,0	Вода с пленкой нефти
		Нарушение экс, колонны	1883,0 - 1886,0	3,0	53,0	Вода с пленкой нефти
		ИТОГО по скважине		8,8	100,0	Вода с пленкой нефти
417	22.10.2022г	1726,5-1733,0	1731,7-1733,0	1,3	100,0	Нефть с водой
		ИТОГО по скважине		1,3	100,0	Нефть с водой
418	26.10.2022г	1731,0-1737,5	1732,1-1732,9	0,8	26,0	Нефть с водой
			1733,7-1734,6	0,9	9,0	Нефть с водой
			1736,0-1737,5	1,5	65,0	Нефть с водой
		ИТОГО по скважине		3,2	100,0	Нефть с водой

Таблица П.9.2 - Результаты ГИС по определению профиля приемистости скважин за 2021-2022г

Скв.	Дата исследования	Интервалы перфорации, м	Интервалы приемистости, м	Мощность, м	Доля дебита, %	Коэффициент охвата, %
28	01.12.21г	1748,0-1758,0	1748,0-1749,1	1,1	37,0	11,0
			1749,2-1749,6	0,4	3,0	4,0
			1750,2-1750,9	0,7	5,0	7,0
			1752,1-1752,4	0,3	4,0	3,0
			1752,8-1754,5	1,7	19,0	17,0
			1755,0-1758,0	3,0	32,0	30,0
		ИТОГО по скважине		7,2	100,0	72,0
34	18.08.2022г	Негермет,колонны	1836,0-1837,7	1,7	8,7	
		1843,5-1848,0	1845,5-1847,0	1,5	70,3	
		1849,0-1853,5	1850,0-1853,5	3,5	21,0	
		1860,0-1866,0	-	-	-	
		ИТОГО по скважине		6,7	100,0	
44	20.06.2022г	1864,0-1879,4	1866,0-1878,0	12,0	12,0	
			1878,0-1879,4	1,4	88,0	
		ИТОГО по скважине		13,4	100,0	
66	17.09.2022г	1732,0-1734,0	1732,0-1733,8	1,8	6,0	90,0
		Итого по перфорированному интервалу		1,8	6,0	90,0
		1741,0-1749,0	1741,1-1741,7	0,6	9,0	7,5
			1742,1-1745,0	2,9	34,0	36,3
			1745,4-1749,0	3,6	51,0	45,0
		Итого по перфорированному интервалу		7,1	94,0	88,8
ИТОГО по скважине		8,9	100,0	89,0		
79	18.09.2022г	1775,0-1781,0	1775,7-1776,4	0,7	6,0	11,7
			1776,9-1778,4	0,8	22,0	13,3
			1779,7-1781,4	1,7	72,0	28,3
		ИТОГО по скважине		3,2	100,0	53,3
83	20.06.2022г	1876,0-1886,0	1877,5-1885,0	7,5	26,0	
		1897,0-1905,5	1897,0-1901,2	4,2	74,0	
		ИТОГО по скважине		11,7	100,0	
84	17.09.2022г	1857,8-1860,8	1857,8-1860,8	3,0	5,0	
		1861,3-1865,3	1861,3-1865,3	4,0	24,0	
		1866,3-1868,7	1866,3-1868,7	2,4	71,0	
		ИТОГО по скважине		9,4	100,0	
97	20.09.2022г	1740,5-1743,0	1740,5-1742,0	1,5	9,0	
		1745,0-1749,0	1745,0-1746,0	1,0	2,0	
			1748,0-1749,0	1,0	10,0	
		1755,0-1765,0	1755,0-1756,0	1,0	6,0	
			1757,5-1760,0	2,5	73,0	
		ИТОГО по скважине		7,0	100,0	
405	20.08.2022г	1812,0-1827,0	1812,0-1820,0	8,0	-	
			1820,0-1826,0	6,0	100,0	
			1827,0-1827,0	1,0	-	
		ИТОГО по скважине		15,0	100,0	

Таблица П13.1 – Сводный сметный расчет демонтажа на месторождении Нуралы

(наименование организации)

Утверждена		
общая сметная стоимость по Сводному сметному расчету	4 340 011,815	тыс.тнг.
в том числе:		
налог на добавленную стоимость	598622,319	тыс.тнг.

(ссылка на документ об утверждении)

СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Нуралы, ТОО"СП"Казгермунай"

(наименование стройки)

в ценах 2026 г.

Номер по порядку	Номера смет и расчетов, иные документы	Наименование частей, глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость, тыс. тенге			Общая сметная стоимость, тыс. тенге
			Строительно-монтажных работ	Оборудования, мебели и инвентаря	Прочих работ и затрат	
1	2	3	4	5	6	7

Часть I. Проектирование

1		Затрат по части I "Проектирование" нет	--	--	--	--
		ИТОГО ПО ЧАСТИ I	--	--	--	--

Часть II. Строительство

Глава 2. Основные объекты строительства

2	2-1	Демонтаж технологических оборудования и материалов.Нуралы	2 685 765,207	--	--	2 685 765,207
3	2-2	Техническая рекультивация земель.Нуралы	231 372,517	--	--	231 372,517
		Всего по главе	2 917 137,724	--	--	2 917 137,724
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	2 917 137,724	--	--	2 917 137,724

Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством

4	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.1	Затраты на организацию и управление строительно-монтажными работами по стройке в целом (общеплощадочные затраты) - 3,1%	90 431,269	--	--	90 431,269
5	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.13	Затраты на дополнительную оплату труда в зонах экологического бедствия и радиационного риска	--	--	376 026,296	376 026,296
		Итого по главе 8	90 431,269	--	376 026,296	466 457,565
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	3 007 568,993	--	376 026,296	3 383 595,289

6	НДЦС РК 8.01-08-2022 пункт 8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	150 378,45	--	--	150 378,45
7	НДЦС РК 8.01-08-2022, пункт 8.2.66.4 в)	Непредвиденные работы и затраты - 2%	60 151,38	--	7 520,526	67 671,906
		Итого по части II в сметных ценах:	3 218 098,823	--	383 546,822	3 601 645,645
		Распределение итога по части II в сметных ценах по кварталам:				
8		в том числе на II квартал 2026 г., доля - 100 %	3 218 098,823	--	383 546,822	3 601 645,645
		Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)				
9	НДЦС РК 8.04-07-2025, таблица 2, разд. 2	на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388	3 342 961,057	--	398 428,439	3 741 389,496
		Итого по части II в прогнозных ценах:	3 342 961,057	--	398 428,439	3 741 389,496
10		- в том числе на 2026 г.	3 342 961,057	--	398 428,439	3 741 389,496
Расчет налога на добавленную стоимость в прогнозных ценах по кварталам строительства:						
		Затраты по части I "Проектирование" на 2025 год	--	--	--	--
11	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2025 год - 12%	--	--	--	--
		Затраты по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие	--	--	--	--
12	Налоговый кодекс РК	Налог на добавленную стоимость по части I "Проектирование" на 2026 год и последующие - 16%	--	--	--	--
		Всего НДС по части I "Проектирование"	--	--	--	--
		II квартал 2026 г. - затраты по частям II и III:	3 342 961,057	--	398 428,439	3 741 389,496
13		- в том числе затраты по части II	3 342 961,057	--	398 428,439	3 741 389,496
14		- в том числе затраты по части III	--	--	--	--
15	Налоговый кодекс РК	НДС на II квартал 2026 г. - 16%	--	--	598 622,319	598 622,319
		Итого налог на добавленную стоимость	--	--	598 622,319	598 622,319
		ИТОГО ПО СВОДНОМУ СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА	3 342 961,057	--	997 050,758	4 340 011,815

Таблица П.13.2 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Нуралы

Наименование стройки - Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Нуралы, ТОО"СП"Казгермунай"
 Шифр стройки 23/09/2020
 Наименование объекта - ТОО"СП"Казгермунай". Демонтаж технологических оборудования и материалов. Нуралы
 Шифр объекта 2

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-1

(Локальный сметный расчет)

на Демонтаж технологических оборудования и материалов. Нуралы

(Наименование работ и затрат)

Основание: Дефектная ведомость

Сметная стоимость	2685765,207	тыс.тенге
Средства на оплату труда	1354685,415	тыс.тенге
Нормативная трудоемкость	310,047	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026 года

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						2 685 765 207
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			1 014 084 784
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>520 564 500</i>
машины и механизмы			тенге			1 417 518 852
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>340 600 631</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			2 662 213
перевозки			тенге			251 499 752
нормативная трудоемкость			чел.-ч	310 047		
Раздел 1. Демонтаж промышленного оборудования (УПН)						55 608 789
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			29 999 309
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>15 944 927</i>
машины и механизмы			тенге			21 457 026
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>5 445 035</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			221 120
перевозки			тенге			3 931 373
нормативная трудоемкость			чел.-ч	8 721		
1	1318-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Аппарат или сосуд горизонтальный или вертикальный без привода, масса 20,76 т (Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ). Демонтаж оборудования	шт.	1	544 662	544 662
2	1318-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Аппарат или сосуд горизонтальный или вертикальный без привода, масса 19,26 т (Нефтегазовый сепаратор НГСВ-I-1.6-3000-1-И). Демонтаж оборудования	шт.	1	544 662	544 662
3	1337-0102-0114 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 37 т (Сепаратор трехфазный ТФСК Г-200/1.0). Демонтаж оборудования	шт.	2	994 731	1 989 462
4	1337-0102-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и	Оборудование массой 5,6 т (Газосепаратор сетчатый ГС 2-1.6-2000-1-И). Демонтаж оборудования	шт.	1	253 948	253 948

	<i>Кэм=1,06</i>					
5	1337-0102-0105 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 0,85 т (Газосепаратор сетчатый ГС 1-25-600-1-И). Демонтаж оборудования	шт.	1	66 828	66 828
6	1337-0102-0109 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 4,3 т (Сепаратор факельный СФ-4-03). Демонтаж оборудования	шт.	1	253 948	253 948
7	1337-0102-0109 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 5,65 т (Сепаратор факельный СФ 1800-1-И). Демонтаж оборудования	шт.	1	253 948	253 948
8	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Здания насосной станции с насосами откачки и с блоком управления. Демонтаж	т блок-боксов	13,65	58 034	792 164
9	1118-0501-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04</i>	Насосы центробежные с электродвигателем, масса агрегата до 0,1 т. Демонтаж	насос	2	42 887	85 774
10	1308-0104-0201 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Шкаф управления и регулирования. Демонтаж оборудования	шкаф	1	19 198	19 198
11	1109-0303-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 1000 м³, в количестве 2шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5	т конструкций	67	135 312	9 065 904
12	1109-0303-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 3000 м³. в количестве 3шт. Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5	т конструкций	237,3	111 017	26 344 334
13	1318-0101-0105 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Аппарат или сосуд горизонтальный или вертикальный без привода, масса 13 т (Подогреватель путевой ПП-0,63 №1,2). Демонтаж	шт.	2	544 662	1 089 324
14	1337-0101-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 9 т (ЕПП-63). Демонтаж оборудования	шт.	1	248 749	248 749
15	1337-0101-0108 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 2,5 т (ЕП-8). Демонтаж оборудования	шт.	1	142 699	142 699
16	1337-0101-0109 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 4,5 т (ЕП-25). Демонтаж оборудования	шт.	1	188 700	188 700
17	1337-0102-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 7 т (Факельная установка УФМС 350/400У). Демонтаж оборудования	шт.	1	342 903	342 903
18	1337-0102-0111 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и</i>	Оборудование массой 11 т (Подогреватель нефти ПНК-1.9). Демонтаж оборудования	шт.	1	419 146	419 146

	<i>Кэм=1,06</i>					
19	1337-0102-0112 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 20 т (УУЛФ). Демонтаж оборудования	шт.	1	488 187	488 187
20	1310-0301-0102 <i>ЭСН РК 8.04-02-2022 Кэтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 45</i>	Стойка, полустойка, каркас стойки или шкаф, масса до 300 кг. Демонтаж оборудования	шт.	1	17 598	17 598
21	1307-0301-0105 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый объемный, вихревой, поршневой, приводной, роторный на общей фундаментной плите или моноблочный, масса 0,9 т. Демонтаж оборудования	шт.	3	47 505	142 515
22	1307-0301-0103 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый, многоступенчатый объемный, вихревой, поршневой, приводной, роторный на общей фундаментной плите или моноблочный, масса 0,445 т. Демонтаж оборудования	шт.	2	42 026	84 052
23	1307-0301-0119 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Агрегат насосный лопастный центробежный одноступенчатый и многоступенчатый, объемный, поршневой, приводной на отдельных фундаментных плитах, масса 21 т. Демонтаж оборудования	комплект	1	427 046	427 046
24	1337-0101-0108 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 3,75 т (ЕП-12,5). Демонтаж оборудования	шт.	4	142 699	570 796
25	1311-0203-0104 <i>ЭСН РК 8.04-02-2022 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Ротаметр, счетчик, преобразователь, диаметр условного прохода до 50 мм. Демонтаж расходомера	шт.	1	2 528	2 528
26	1337-0102-0105 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 1 т. Демонтаж системы пожаротушения	шт.	1	44 729	44 729
27	1337-0102-0109 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 4,3 т. Демонтаж блока дозирование реагентов БДР	шт.	2	253 948	507 896
28	1337-0101-0106 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 1,25 т (Емкость 8 м³). Демонтаж оборудования	шт.	1	61 447	61 447
29	1337-0101-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 7,7 т (Емкость 63 м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	248 749	497 498
30	1307-0102-0204 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Компрессоры масса 1,5 т (К-1,К-2,К-3,К-4). Демонтаж оборудования	шт.	4	128 330	513 320
31	1337-0102-0104 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 0,35 т. Демонтаж системы автоматического пожарной сигнализации	шт.	2	43 054	86 108
32	1337-0101-0107 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 2,5 т. Демонтаж септика	шт.	2	83 192	166 384

33	1337-0102-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 2,15 т. Демонтаж блока автоматизированной подачи химреагента	шт.	1	147 103	147 103
34	1337-0102-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 1,875 т. Демонтаж блока газового пожаротушения	шт.	2	147 103	294 206
35	1318-0101-0101 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Аппарат или сосуд горизонтальный или вертикальный без привода, масса 1,5 т. Демонтаж системы автоматического газового пожаротушения	шт.	1	473 223	473 223
36	1337-0102-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 1 т. Демонтаж УПН сети КИПиА	шт.	1	44 729	44 729
37	1337-0102-0206 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 1,5 т. Демонтаж системы автоматизации	шт.	2	85 293	170 586
38	1337-0102-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 6,75 т. Демонтаж блока мультифазных насосов	шт.	2	342 903	685 806
39	1337-0102-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 7,8 т. Демонтаж блока компрессорных установок	шт.	2	342 903	685 806
40	1337-0101-0107 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1,75 т. Демонтаж системы газообнаружения	шт.	1	120 008	120 008
41	1118-0501-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04	Насосы центробежные с электродвигателем, масса агрегата до 0,1 т. Демонтаж	насос	1	43 319	43 319
42	1134-0101-0401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Прожекторная мачта, 7шт. Демонтаж	т ствола мачты	8,61	320 113	2 756 173
43	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	662,14	1 430	946 860
44	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	662,14	1 430	946 860
45	411-103-0218 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км -35км	т·км	11 364,15	39	443 202
46	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	59 053,75	27	1 594 451
Раздел 2. Демонтаж трубопроводов						1 566 318 161
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			306 803 997
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>155 733 942</i>
машины и механизмы			тенге			1 191 465 881

в том числе оплата труда машинистов			тенге			276 266 940
материалы, изделия и конструкции			тенге			1 477 484
перевозки			тенге			66 570 801
нормативная трудоемкость			чел.-ч	133 979		
Земляные работы при демонтаже подземных трубопроводов						
47	1101-0201-1125 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Грунты 1 группы в траншеях. Разработка в отвал экскаваторами "Обратная лопата" с ковшом вместимостью 0,65 (0,5 - 1) м³	м³ грунта	1 321 309	578	763 716 602
48	1101-0203-0149 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Траншеи и котлованы. Засыпка бульдозерами мощностью 59 кВт (80 л с) при перемещении грунта до 5 м. Группа грунтов 1	м³ грунта	1 321 309	88	116 275 192
Тех.линии УПН из ст.труб Ду219, 2,242км						
49	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 2242/12=187	резка	187	1 302	243 474
50	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	2,242	1 172 090	2 627 826
51	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	2,242	510 114	1 143 676
52	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	70,66784	1 613	113 987
53	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	70,66784	1 613	113 987
54	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	12 366,872	60	742 012
Тех. линии УПН из ст.труб Ду325, 0,711км						
55	1104-0201-1305 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 300 мм, через 12метра 711/12=60	резка	60	1 640	98 400
56	1125-0207-0508 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 300 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,711	863 313	613 816
57	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,711	510 114	362 691
58	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	44,46594	1 613	71 724
59	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	44,46594	1 613	71 724
60	412-501-0220	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне	т·км	7 781,5395	60	466 892

	СЦПГ РК 8.04-12-2025	населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км				
Тех.линии УПН из ст.труб Ду426, 0,4км						
61	1104-0201-1308 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 426 мм, через 12метра 400/12=33	резка	33	2 103	69 399
62	1125-0207-0508 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 400 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,4	863 313	345 325
63	1125-0117-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр 400 мм	км трубопровода	0,4	511 049	204 420
64	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	32,972	1 613	53 184
65	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	32,972	1 613	53 184
66	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	5 770,1	60	346 206
Тех.линии УПН из ст.труб Ду89, 0,322км						
67	1104-0201-1301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 89 мм, через 12метра 322/12=27	резка	27	1 114	30 078
68	1125-0207-0502 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Трубопровод диаметром 89 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,322	615 034	198 041
69	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,322	510 114	164 257
70	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	2,37636	1 613	3 833
71	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	2,37636	1 613	3 833
72	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	415,863	60	24 952
Тех.линии УПН из ст.труб Ду108, 0,227км						
73	1104-0201-1301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 108 мм, через 12метра 227/12=19	резка	19	1 114	21 166
74	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,227	647 528	146 989
75	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,227	510 114	115 796

76	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	3,42543	1 613	5 525
77	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	3,42543	1 613	5 525
78	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	599,45025	60	35 967
Тех.линии УПН из ст.труб Ду57, 0,037км						
79	1104-0201-1301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 57 мм, через 12метра 37/12=3	резка	3	1 114	3 342
80	1125-0207-0501 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 50 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,037	588 462	21 773
81	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,037	510 114	18 874
82	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	0,27935	1 613	451
83	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	0,27935	1 613	451
84	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	48,88625	60	2 933
Газопровод Нуралы-Акшабулак из ст.труб Ду219, 32,8км						
85	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 32800/12=2734	резка	2 734	1 302	3 559 668
86	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	32,8	759 686	24 917 701
87	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	32,8	510 114	16 731 739
88	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1 033,856	1 613	1 667 610
89	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1 033,856	1 613	1 667 610
90	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	180 924,8	60	10 855 488
Нефтепроводы Нуралы-Акшабулак из ст.труб Д.219, 32,7км						
91	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 32700/12=2725	резка	2 725	1 302	3 547 950

92	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	32,7	759 686	24 841 732
93	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	32,7	510 114	16 680 728
94	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1 030,704	1 613	1 662 526
95	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1 030,704	1 613	1 662 526
96	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	180 373,2	60	10 822 392
Выкидные линии из СВТ труб Ду114мм, 217,385км						
97	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	217,385	1 407 017	305 864 391
98	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	217,385	510 114	110 891 132
99	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Погрузка	т	506,50705	1 613	816 996
100	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Разгрузка	т	506,50705	1 613	816 996
101	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -150км	т·км	75 976,0575	60	4 558 563
Нефтепровод (коллекторы нефти) из ст.труб Д.219, 29,513км						
102	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 29513/12=2459	резка	2 459	1 302	3 201 618
103	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	29,513	759 686	22 420 613
104	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	29,513	510 114	15 054 994
105	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	1 239,546	1 613	1 999 388
106	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	1 239,546	1 613	1 999 388
107	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	216 920,55	60	13 015 233
Нагнетательные линии из СВТ труб Ду114мм, 18,676км						

108	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 100 мм. Демонтаж	км трубопровода	18,676	1 407 017	26 277 449
109	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	18,676	510 114	9 526 889
110	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Погрузка	т	43,51508	1 613	70 190
111	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Трубы СВТ. Разгрузка	т	43,51508	1 613	70 190
112	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -150км	т·км	6 527,262	60	391 636
Водовод от БКНС до ВРП из ст.труб Д.219, 21,275км						
113	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 21275/12=1773	резка	1 773	1 302	2 308 446
114	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	21,275	759 686	16 162 320
115	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	21,275	510 114	10 852 675
116	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	893,55	1 613	1 441 296
117	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	893,55	1 613	1 441 296
118	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	156 371,25	60	9 382 275
Приемного манифольда из ст.труб Д.219, 0,11км						
119	1104-0201-1302 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 110/12=9	резка	9	1 302	11 718
120	1125-0207-0506 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 200 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,11	759 686	83 565
121	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,11	510 114	56 113
122	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	4,62	1 613	7 452
123	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	4,62	1 613	7 452
124	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность	т·км	808,5	60	48 510

		свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км				
		Межплощ.техн. обвязки замерных установок из ст.труб Ду114, 0,18км				
125	1104-0201-1301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 108 мм, через 12метра 180/12=15	резка	15	1 114	16 710
126	1125-0207-0503 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Трубопровод диаметром 100 мм. Демонтаж труб с разборкой изоляции	км трубопровода	0,18	647 528	116 555
127	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,18	510 114	91 821
128	414-103-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	2,7162	1 613	4 381
129	414-103-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	2,7162	1 613	4 381
130	412-501-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	475,335	60	28 520
		Демонтаж камеры запуска и приема				
131	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 0,8 т (Камера запуска). Демонтаж оборудования	шт.	1	54 848	54 848
132	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 0,8 т (Камера приема). Демонтаж оборудования	шт.	1	54 848	54 848
133	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	1,6	1 430	2 288
134	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	1,6	1 430	2 288
135	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	280	27	7 560
Раздел 3. Демонтаж промышленного оборудования (БКНС)						15 611 301
		из них:				
		затраты на труд рабочих	тенге			8 123 292
		в том числе оплата труда рабочих	тенге			4 358 037
		машины и механизмы	тенге			5 891 641
		в том числе оплата труда машинистов	тенге			1 496 622
		материалы, изделия и конструкции	тенге			63 315
		перевозки	тенге			1 533 054
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	2 569		
136	1109-0303-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов без понтона вместимостью 1000 м³, в количестве	т конструкций	67	135 312	9 065 904

	<i>Кэм=1,08</i>	2шт.Разборка (демонтаж) металлических конструкций, применен коэффициент к затратам труда - 0,6, к времени эксплуатации машин - 0,7, к расходу материалов - 0,5				
137	1337-0101-0112 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 20 т (Отстойник ОВ-90.1). Демонтаж оборудования	шт.	1	445 209	445 209
138	1118-0501-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04</i>	Насосы центробежные с электродвигателем, масса агрегата до 0,1 т. Демонтаж	насос	3	43 319	129 957
139	1337-0101-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 9 т (ЕПП-63). Демонтаж оборудования	шт.	2	248 749	497 498
140	1337-0101-0108 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование без механизмов массой 3,37 т (ЕПП-12,5). Демонтаж оборудования	шт.	1	142 699	142 699
141	1337-0102-0114 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 46 т (ВРП). Демонтаж оборудования	шт.	3	994 731	2 984 193
142	1337-0102-0113 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 30 т (ВГУ-100А). Демонтаж оборудования	шт.	1	812 787	812 787
143	414-103-0501 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Погрузка	т	276,67	1 430	395 638
144	414-103-0502 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Конструкции металлические. Разгрузка	т	276,67	1 430	395 638
145	411-103-0218 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км -35км	т·км	5 890,5	39	229 730
146	411-103-0220 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	18 964,75	27	512 048
Раздел 4. Демонтаж промышленного оборудования (УДНГ)						22 064 478
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			11 787 971
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>6 329 266</i>
машины и механизмы			тенге			7 906 515
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>1 921 355</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			6 774
перевозки			тенге			2 363 231
нормативная трудоемкость			чел.-ч	4 149		
147	1337-0102-0107 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06</i>	Оборудование массой 2,15 т. Демонтаж блока автоматизированной подачи реагента БР-10/2	шт.	3	147 103	441 309

148	1118-0501-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04	Насосы центробежные с электродвигателем, масса агрегата до 0,1 т. Демонтаж	насос	4	43 319	173 276
149	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3,37 т (ЕП-12,5). Демонтаж оборудования	шт.	5	142 699	713 495
150	1337-0102-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 2,5 т. Демонтаж блока автоматической подачи реагента БАПР-2,5/2	шт.	5	199 407	997 035
151	1337-0102-0115 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 50 т. Демонтаж (АГЗУ) ОЗНА-массомер с блоком автоматики	шт.	5	1 272 495	6 362 475
152	1134-0101-0401 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Прожекторная мачта, 2шт. Демонтаж	т ствола мачты	0,7	320 113	224 079
153	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	436,5	1 430	624 195
154	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	436,5	1 430	624 195
155	411-103-0218 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 30 до 50 км -35км	т·км	14 687,75	39	572 822
156	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	2 948,75	27	79 616
157	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 0,8 т (Камера запуска сребка). Демонтаж оборудования	шт.	1	54 848	54 848
158	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 0,8 т (Камера приема сребка). Демонтаж оборудования	шт.	1	54 848	54 848
159	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	1,6	1 430	2 288
160	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	1,6	1 430	2 288
161	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	280	27	7 560
Стеклопластиковый трубопровод ДНС Юг-УПН Нуралы Ду200мм, L-5500м						
162	1122-0106-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 К=0,6	Трубопроводы из стеклопластиковых труб диаметром 200 мм. Демонтаж	км трубопровода	5,5	1 407 017	7 738 594
163	1125-0117-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	5,5	510 114	2 805 627
164	414-103-0101	Трубы СВТ. Погрузка	т	26,455	1 613	42 672

	<i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>					
165	414-103-0102 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Трубы СВТ. Разгрузка	т	26,455	1 613	42 672
166	412-501-0220 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -150км	т·км	3 968,25	60	238 095
Металлическая надземная часть трубопровода ДНС Юг-УПН Нуралы Ду200мм, L-220м						
167	1104-0201-1302 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Резка трубы обсадной, наружный диаметр 219 мм, через 12метра 220/12=18	резка	18	1 302	23 436
168	1125-0117-0101 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Продувка воздухом трубопровода, диаметр до 350 мм	км трубопровода	0,22	510 114	112 225
169	414-103-0101 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Погрузка	т	9,24	1 613	14 904
170	414-103-0102 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Металл сортовой в связках, трубы металлические. Разгрузка	т	9,24	1 613	14 904
171	412-501-0220 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка автомобилями трубопроводами (плетевозами) вне населенных пунктов (кроме грунтовых дорог). Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	1 617	60	97 020
Раздел 5. Демонтаж зданий и сооружений						758 232 469
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			535 074 938
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>275 824 513</i>
машины и механизмы			тенге			91 264 611
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>28 471 603</i>
материалы, изделия и конструкции			тенге			893 520
перевозки			тенге			130 999 407
нормативная трудоемкость			чел.-ч	123 635		
172	1147-0303-0105 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Ограды металлические из сетки, высотой до 1,7 м. Демонтаж	м оград	542	9 322	5 052 524
173	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Станция налива в автоцист,4-маш.места/	т блок-боксов	6,45	73 218	472 256
174	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж /Блочной кустовой насосной станции/	т блок-боксов	1,15	73 218	84 201
175	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Здание мобильное. Демонтаж /Вагон/. Демонтаж	т	3	73 218	219 654
176	1125-0121-0102 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08</i>	Здания мобильное. Демонтаж /Жилые-контейнеры/	т блок-боксов	27,5	73 218	2 013 495

177	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	48,398	1 430	69 209
178	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	48,398	1 430	69 209
179	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	8 469,65	27	228 681
180	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание проходного поста КПП. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	39	2 871	111 969
181	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание проходного поста КПП. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	54	2 871	155 034
182	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное УДНГ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	32	2 871	91 872
183	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное УДНГ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	32	2 871	91 872
184	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное химизации. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	47	2 871	134 937
185	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное газовой. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	36	2 871	103 356
186	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание операторное ВГУ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	44	2 871	126 324
187	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание гаража для ремонта и стоянки спецтехники. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	900	2 871	2 583 900
188	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание раздевалки №1 УДНГ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	73,2	2 871	210 157
189	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание раздевалки №2 УДНГ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	73,2	2 871	210 157
190	1146-0401-0405 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здание раздевалки №3 УДНГ. Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	73,2	2 871	210 157
191	414-104-0501	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	2 526,48	266	672 044

	<i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>					
192	412-102-0420 <i>СЦПГ РК 8.04-12-2025</i>	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. (осевая нагрузка свыше 8 тонн) Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -150км	т·км	378 972	19	7 200 468
193	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание поездепо). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	3 969	23 240	92 239 560
194	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание общежитие №1). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 159	23 240	26 935 160
195	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание общежитие №2). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 159	23 240	26 935 160
196	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание общежитие №3). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	900	23 240	20 916 000
197	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание общежитие №4). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 723	23 240	40 042 520
198	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание общежитие №5). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 723	23 240	40 042 520
199	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание столовой). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 895	23 240	44 039 800
200	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание банно-прачечного комбината). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	1 083	23 240	25 168 920
201	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание класса для знание ТБ). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	184	23 240	4 276 160
202	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание магазин). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	61,2	23 240	1 422 288
203	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание зала ожидания). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	39	23 240	906 360
204	1146-0401-0404 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Здания кирпичные отопливаемые (Здание спортивного комплекса). Позлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м ³ строительного объема	6 579	23 240	152 895 960
205	1146-0401-0404	Здания кирпичные отопливаемые (Здание административный	м ³	639	23 240	14 850 360

	ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	бытовой корпус). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	строительного объема			
206	1146-0401-0404 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания кирпичные отапливаемые (Здание лабораторий). Поэлементная разборка всех конструкций с сохранением годных материалов	м³ строительного объема	680	23 240	15 803 200
207	1146-0401-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Система водопровода. Разборка	м³ строительного объема	21 793,2	752	16 388 486
208	1146-0401-0303 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Система канализации. Разборка	м³ строительного объема	21 793,2	4 132	90 049 502
209	414-104-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Мусор строительный (механизированная). Погрузка	т	39 227,76	266	10 434 584
210	412-102-0420 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. (осевая нагрузка свыше 8 тонн) Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -150км	т·км	5 884 164	19	111 799 116
211	1337-0102-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование массой 2,5 т. Демонтаж складной вышки Krause	шт.	1	199 407	199 407
212	1337-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 7,93 т (Емкость 80 м³). Демонтаж оборудования	шт.	2	248 749	497 498
213	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж водоочистного сооружения "S-Water"/Контейнер (40 футовый)/	т блок-боксов	5	73 218	366 090
214	1125-0121-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Здания из спаренных и одиночных блок-боксов. Демонтаж водоочистного сооружения "Сокол"/Контейнер (40 футовый)/	т блок-боксов	5	73 218	366 090
215	1337-0101-0105 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 1 т. Демонтаж КНС из стеклопластика	шт.	1	54 848	54 848
216	1337-0101-0112 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 20 т. Демонтаж КНС из железобетонна	шт.	1	445 209	445 209
217	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 5 т. Демонтаж станции биоочистки "БМУ-50"/Контейнер (40 футовый)	шт.	1	188 700	188 700
218	1337-0101-0109 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 4,5 т. Демонтаж станции биоочистки "БИО-ЭЙКОС-15"/Контейнер (40 футовый)	шт.	1	188 700	188 700
219	1337-0101-0108 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Оборудование без механизмов массой 3 т. Демонтаж операторной КОС/Контейнер (20 футовый)	шт.	1	142 699	142 699
220	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	69,36	1 430	99 185

221	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	69,36	1 430	99 185
222	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	12 138	27	327 726
Раздел 6. Демонтаж сетей эл.передач						267 930 009
<i>из них:</i>						
затраты на труд рабочих			тенге			122 295 277
<i>в том числе оплата труда рабочих</i>			<i>тенге</i>			<i>62 373 815</i>
машины и механизмы			тенге			99 533 178
<i>в том числе оплата труда машинистов</i>			<i>тенге</i>			<i>26 999 076</i>
перевозки			тенге			46 101 886
нормативная трудоемкость			чел.-ч	36 996		
223	1133-0104-0107 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода напряжением 110 кВ (3 провода) сечением до 120 мм ² . Подвеска. Длина анкерного пролета до 1 км. Демонтаж трех проводов ВЛ 35-220 кВ, применен коэффициент к затратам труда - 0,75, к времени эксплуатации машин - 0,75, исключена стоимость материальных ресурсов-Л-151	км линии	61,2	536 218	32 816 542
224	1133-0104-0107 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода напряжением 110 кВ (3 провода) сечением до 120 мм ² . Подвеска. Длина анкерного пролета до 1 км. Демонтаж трех проводов ВЛ 35-220 кВ, применен коэффициент к затратам труда - 0,75, к времени эксплуатации машин - 0,75, исключена стоимость материальных ресурсов-Л-152	км линии	61,2	536 218	32 816 542
225	1133-0102-0101 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры промежуточные, свободностоящие одностоечные, одноцепные объемом до 2 м ³ . Демонтаж	м ³	817,3024	61 631	50 371 164
226	1133-0102-0106 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры анкерно-угловые одноцепные, на оттяжках, одностоечные объемом до 2,5 м ³ . Демонтаж	м ³	90	79 429	7 148 610
227	1133-0209-0103 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Провода ВЛ 6-10 кВ. Демонтаж трех проводов с одной опоры	шт.	2 152	14 957	32 187 464
228	1133-0209-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Опоры ВЛ 0,38-10 кВ. Демонтаж без приставок одностоечных	шт.	2 152	10 405	22 391 560
229	1308-0101-0110 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Трансформатор трехфазный 110 кВ мощностью 2500-6300 КВХА. Демонтаж оборудования	шт.	8	880 976	7 047 808
230	1308-0103-1101 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 1 т. Демонтаж оборудования	шт.	2	37 931	75 862
231	1308-0101-0802 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и	Выключатель воздушный напряжением 110 кВ. Демонтаж оборудования	комплект (3 фазы)	2	769 963	1 539 926

	<i>Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47</i>					
232	1134-0101-0401 <i>ЭСН РК 8.04-01-2024 Кэтр и Кэм=1,08</i>	Прожекторная мачта, 1шт. Демонтаж	т ствола мачты	1,2	320 113	384 136
233	1308-0101-2507 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Подстанция блочная напряжением 110 кВ с одним трансформатором мощностью до 16000 КВХА по схеме блок линия-трансформатор с выключателем на стороне 110 кВ с двумя трансформаторами мощностью до 16000 КВХА. Демонтаж оборудования	подстанция	1	1 314 411	1 314 411
234	1308-0103-3401 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47</i>	ЗРУ-6кВ. Демонтаж оборудования	шт.	1	158 400	158 400
235	1308-0101-2529 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	ОПУ-110кВ. Демонтаж оборудования	подстанция	1	40 501	40 501
236	1308-0101-0110 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Трансформатор трехфазный 110 кВ мощностью 2500-6300 КВХА. Демонтаж оборудования	шт.	8	880 976	7 047 808
237	1308-0103-1101 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Трансформатор силовой, автотрансформатор или масляный реактор, масса до 1 т. Демонтаж оборудования	шт.	2	37 931	75 862
238	1308-0101-0802 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47</i>	Выключатель воздушный напряжением 110 кВ. Демонтаж оборудования	комплект (3 фазы)	2	769 963	1 539 926
239	1308-0101-2501 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Подстанция комплектная трансформаторная напряжением до 10 кВ с трансформатором мощностью до 400 КВХА. Демонтаж оборудования	подстанция	119	92 960	11 062 240
240	1308-0103-3401 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06 Изм. и доп. вып. 47</i>	ЗРУ-6кВ. Демонтаж оборудования	шт.	4	158 400	633 600
241	1308-0103-0802 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	ЧРП. Демонтаж оборудования	шт.	14	68 723	962 122
242	1337-0102-0109 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Электродвигатель 6кВ массой 6,6 т. Демонтаж	шт.	2	253 948	507 896
243	1337-0102-0111 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Электродвигатель 6кВ массой 13,5 т. Демонтаж	шт.	2	419 146	838 292
244	1308-0301-0108 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Электродвигатель 0,69кВ, масса до 2 т. Демонтаж	шт.	11	86 131	947 441
245	1308-0301-0106 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и Кэм=1,06</i>	Электродвигатель 0,4кВ, масса до 0,8 т. Демонтаж	шт.	171	47 860	8 184 060
246	1308-0301-0908 <i>ЭСН РК 8.04-02-2024 Кэтр и</i>	Дизельный генератор , масса до 7 т. Демонтаж	шт.	1	194 052	194 052

	Кэм=1,06					
247	1308-0301-0907 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Дизельный генератор , масса до 6 т. Демонтаж	шт.	6	168 153	1 008 918
248	1308-0301-0909 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Дизельный генератор , масса до 10 т. Демонтаж	шт.	1	228 932	228 932
249	1308-0301-0904 ЭСН РК 8.04-02-2024 Кзтр и Кэм=1,06	Дизельный генератор , масса до 1 т. Демонтаж	шт.	4	76 012	304 048
250	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	1 232,206	1 430	1 762 055
251	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	1 232,206	1 430	1 762 055
252	414-101-0701 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Погрузка	т	4 799,008	1 467	7 040 145
253	414-101-0702 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Грузы неупакованные (железобетонные изделия и конструкции) до 3 т. Разгрузка	т	4 799,008	1 467	7 040 145
254	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км -175км	т·км	1 055 462,45	27	28 497 486
Составил			Кумарова			

Таблица П.13.3 – Локальная смета рекультивации

Наименование стройки -	Демонтажные работы по ликвидации последствий недропользования месторождений Нуралы, ТОО"СП"Казгермунай"
Шифр стройки	23/09/2020
Наименование объекта -	ТОО"СП"Казгермунай".Демонтаж технологических оборудований и материалов.Нуралы
Шифр объекта	2

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-1
(Локальный сметный расчет)

на Техническая рекультивация земель.Нуралы

(Наименование работ и затрат)

Основание:	Дефектная ведомость		
	Сметная стоимость	231372,517	тыс.тенге
	Средства на оплату труда	5895,615	тыс.тенге
	Нормативная трудоемкость	1,619	тыс.чел-ч

Составлен(а) в текущих ценах 1-квартала 2026 года

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7

ВСЕГО ПО СМЕТЕ:				231 372 517		
из них:						
затраты на труд рабочих				тенге		571 696
в том числе оплата труда рабочих				тенге		308 716
машины и механизмы				тенге		24 654 390
в том числе оплата труда машинистов				тенге		5 323 919
материалы, изделия и конструкции				тенге		35 731
перевозки				тенге		206 110 700
нормативная трудоемкость				чел.-ч	1 619	
Земляные работы по технической рекультивации нарушенных земель						
1	1101-0201-1201 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Разработка грунта в траншее с погрузкой на автомобиль-самосвал экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 1 м³, группа грунта 1-ЗАМАЗУЧЕННЫЙ ГРУНТ	м³ грунта	35 731	301	10 755 031
2	412-102-0204 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. (осевая нагрузка до 8 тонн) Расстояние перевозки 4 км	т·км	235 824,6	114	26 884 004
3	1101-0201-0219 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Разработка грунта в карьере с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаватором "Обратная лопата", вместимость ковша 1 м³, группа грунта 1-ЧИСТЫЙ ГРУНТ С КАРЬЕРА	м³ грунта	35 731	281	10 040 411
4	412-102-0420 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов самосвалами вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. (осевая нагрузка свыше 8 тонн) Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км- 160км	т·км	9 432 984	19	179 226 696
5	1101-0203-0133 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08 Изм. и доп. вып. 47	Разработка грунта бульдозером, мощность 59 кВт(80 л.с.), при перемещении грунта до 10 м, группа грунта 1-ПЛАНИРОВКА ГРУНТА	м³ грунта	35 731	125	4 466 375
Составил			Кумарова			

Таблица П.13.3 – Локальная смета репера с тумбой

Наименование стройки -
Шифр стройки
Наименование объекта -

Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Нуралы
519244/ДГ20-ДГР-001-0058/216/2020АТ
Демонтажные работы

Шифр объекта 2-2

ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА № 2-2
(Локальный сметный расчет)

на Репер с тумбой, 1шт

(Наименование работ и затрат)

Основание:

Сметная стоимость	412,08	тыс.тенге
Средства на оплату труда	121,352	тыс.тенге
Нормативная трудоемкость	0,027	тыс.чел-ч
Строительный объем		
Расчетный измеритель конструктивного решения		Тенге

Составлен(а) в ценах 1-квартала 2026 года

Номер по порядку	Обоснование	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество	Стоимость единицы измерения, тенге	Общая стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО ПО СМЕТЕ:						412 080
<i>из них:</i>						
		затраты на труд рабочих	тенге			119 455,00
		<i>в том числе оплата труда рабочих</i>	<i>тенге</i>			<i>61 856,00</i>
		машины и механизмы	тенге			8 885,00
		<i>в том числе оплата труда машинистов</i>	<i>тенге</i>			<i>1 897,00</i>
		материалы, изделия и конструкции	тенге			266 488,00
		перевозки	тенге			17 252,00
		нормативная трудоемкость	чел.-ч	27		
1	1101-0101-0102 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Площади. Планировка ручным способом. Группа грунтов 2	м ² спланированной площади	9	615	5 535,00
2	1106-0302-0112 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Бетон тяжелый на щебне класса В25. Приготовление	м ³	1,05	36 509	38 334,00
3	1106-0101-0104 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Фундаменты бетонные. Устройство	м ³	1,05	31 634	33 216,00
4	1109-0105-0301 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,08	Монтаж металлоконструкции	т конструкций	0,196	416 868	81 706,00

5	222-504-0101 ССЦ РК 8.04-08-2025	Конструкции стальные из одного профиля ГОСТ 23118-2012	т	0,196	1 194 166	234 057,00
6	1113-0203-0528 ЭСН РК 8.04-01-2024 Кзтр и Кэм=1,04 К=2	Поверхности металлические огрунтованные. Окраска эмалями ПФ-115 за 2 раза	м ²	5	396	1 980,00
7	414-103-0501 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Погрузка	т	0,196	1 430	280,00
8	414-103-0502 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Конструкции металлические. Разгрузка	т	0,196	1 430	280,00
9	414-104-0301 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Погрузка	т	1,12	480	538,00
10	414-104-0302 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Щебень, гравий, галька. Разгрузка	т	1,12	760	851,00
11	414-104-0201 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Погрузка	т	0,799	362	289,00
12	414-104-0202 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Песок всякий. Разгрузка	т	0,799	677	541,00
13	414-101-0101 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Погрузка	т	0,382	1 775	678,00
14	414-101-0102 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Строительные грузы в мешках и кулях 31-50 кг. Разгрузка	т	0,382	1 775	678,00
15	411-103-0220 СЦПГ РК 8.04-12-2025	Перевозка строительных грузов бортовыми автомобилями вне населенных пунктов. Грузоподъемность свыше 10 т. Расстояние перевозки свыше 100 до 200 км	т·км	485,8	27	13 117,00
Доставка воды на расстояние свыше 5км, 100-5=95км, расстояние перевозки 100км. Сборник №27, т.ч. п.1.6, При расстоянии более 5 км на каждый километр доставки 100 м ³ воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.						

Составил

Кумарова

должность, подпись (инициалы, фамилия)

