

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СП
«КАЗГЕРМУНАЙ»

АТЫР АУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №26009053

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ТОО «СП «КАЗГЕРМУНАЙ»
З. К. Киякбаев
« » 2026г



ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ

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

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



А.С. Марданов

Заместитель директора Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг» по производству

А. Ж. Шагильбаев

г. Атырау, 2026г

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ

[illegible]

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта,
Директор департамента по разработке

(Общее руководство)

 Башев А.А.

Начальник управления разработки месторождений КГМ,
КТМ, КОА, УО

(главы 1, 3, 4, 8, 9, 12)

 Хажитов В.З.

Ответственный исполнитель по геологии,

Эксперт службы геологического моделирования

(главы 2, 11)

 Есенов К.М.

Ответственный исполнитель по разработке,

Эксперт управления разработки месторождений КГМ,
КТМ, КОА, УО

(Реферат, Введение, главы, 1, 3, 4,
8, 9, 12)

 Сагызбай М.К.

Эксперт управления геофизики и петрофизики

(раздел 2.2)

 Джумагалиева А.К.

Ведущий инженер управления геофизики и
петрофизики

(разделы 2.2, 2.4)

 Нысангалиева Ш.О.

Старший инженер управления техники и технологии
добычи нефти и газа

(раздел 6.1)

 Багытов С. Ж.

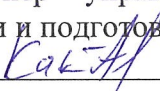
Эксперт управления техники и технологии добычи
нефти и газа

(раздел 6.2)

 Тұрмағанбет С. Е.

Старший инженер управления системы сбора,
транспортировки и подготовки продукции

(раздел 6.3-6.6)

 Каким А. С.

Ведущий инженер управления проектирования
бурения и ремонта скважин

(глава 7)

 Амангалиев А. Қ.

Эксперт управления бюджетирования и
экономических исследований

(глава 5, 13, разделы 3.5,
4.2)

 Матжанова М.Д.

Старший инженер управления экологии

(глава 10)

 Асланқызы Г.

Ответственный за документ-контроль  Хажитов В.З.

СОДЕРЖАНИЕ

№№ п/п	НАИМЕНОВАНИЕ ГЛАВ И РАЗДЕЛОВ	Ст р.
1	2	3
	РЕФЕРАТ	10
	ВВЕДЕНИЕ	11
1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
2.	КРАТКАЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	18
2.1	Характеристика геологического строения	18
2.1.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	18
2.1.2	Тектоника	24
2.1.3	Нефтегазоносность	32
2.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	59
2.3	Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа	73
2.3.1	Состав и свойства нефти в пластовых условиях	73
2.3.2	Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	78
2.3.3	Компонентный состав и свойства растворенного газа	95
2.4	Физико-гидродинамических характеристики	109
2.5	Запасы нефти и газа	128
3.	ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	137
3.1	Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	137
3.2	Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	152
3.2.1	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки	152
3.2.2	Анализ состояния выработки запасов нефти из пластов и участков	177
3.5	Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки	198
3.5.1	Обоснование выделения эксплуатационных объектов	198
3.5.2	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	200
3.5.3	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	203
3.5.4	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	203
3.5.5	Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин	208
3.6	Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей	210
4.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	217
4.1	Технологические показатели вариантов разработки	217
4.2	Технико-экономические показатели вариантов разработки	228
5.	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	237

5.1	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	237
6.	ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА	239
6.1	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	239
6.1.1	Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин	241
6.1.2	Условия фонтанирования скважин	241
6.1.3	Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин	244
6.1.4	Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин	248
6.3	Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	257
6.4	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	259
6.5	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	265
7.	РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	266
7.1	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	266
7.2	Требования к параметрам бурового раствора	270
7.3	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	272
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	274
9.	КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	287
10.	ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	294
10.1	Природно-климатическая характеристика района	294
10.2	Мониторинг состояния окружающей среды	295
10.3	Анализ современного состояния атмосферного воздуха	295
10.4	Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод	297
10.5	Анализ образования объемов отходов производства и потребления	299
10.6	Анализ современного состояния почвенного покрова	300
10.7	Растительный мир	301
10.8	Животный мир	301
10.9	Радиационная обстановка	303
10.10	Охрана недр	304
11.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	306
12.	ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	307
13.	РАСЧЕТ СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	308
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	311
	ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	315

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
1.	Геологический профиль по линии I-I/	1	1	1:25 000 1: 5 000	н/с
2.	Геологический профиль по линии II-II/	2	1	1:25 000 1: 5 000	н/с
3.	Геологический профиль продуктивной части по линии I-I/	3	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
4.	Геологический профиль продуктивной части по линии II-II/	4	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
5.	Геологический профиль продуктивной части по линии III-III/	5	1	1:15 000 1: 5 000	н/с
6.	Схема обоснования ВНК продуктивных горизонтов М-I, М-II	6	1	1: 500	н/с
7.	Схема обоснования ВНК подгоризонта Ю-0-1	7	1	1: 500	н/с
8.	Схема обоснования ВНК подгоризонта Ю-0-2	8	1	1: 500	н/с
9.	Схема обоснования ВНК продуктивного горизонта Ю-I	9	1	1: 500	н/с
10.	Схема обоснования ВНК продуктивного горизонта Ю-II	10	1	1: 500	н/с
11.	Схема обоснования ВНК продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV, PZ	11	1	1: 500	н/с
12.	М-I - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	12	1	1:25 000	н/с
13.	М-II-1 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	13	1	1:25 000	н/с
14.	М-II-2 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	14	1	1:25 000	н/с
15.	Ю-0-1А - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	15	1	1:25 000	н/с
16.	Ю-0-1Б - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	16	1	1:25 000	н/с
17.	Ю-0-2 - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	17	1	1:25 000	н/с

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
18.	Ю-I продуктивный горизонт, пласт А Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	18	1	1:25 000	н/с
19.	Ю-I продуктивный горизонт, пласт Б Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	19	1	1:25 000	н/с
20.	Ю-II - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	20	1	1:25 000	н/с
21.	Ю-III - продуктивный горизонт, пласт Ю-IIIа Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	21	1	1:25 000	н/с
22.	Ю-III - продуктивный горизонт, пласт Ю-III Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	22	1	1:25 000	н/с
23.	Ю-IV - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	23	1	1:25 000	н/с
24.	PZ-PR - продуктивный горизонт Структурная карта по кровле коллектора и карта эффективных нефтенасыщенных толщин	24	1	1:25 000	н/с
25.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по I объекту	25	1	1:25 000	н/с
26.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по II объекту	26	1	1:25 000	н/с
27.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по III объекту	27	1	1:25 000	н/с
28.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по IV объекту	28	1	1:25 000	н/с
29.	Карта текущих и суммарных отборов и закачки по V объекту	29	1	1:25 000	н/с
30.	Карта изобар по I объекту	30	1	1:25 000	н/с
31.	Карта изобар по II объекту	31	1	1:25 000	н/с
32.	Карта изобар по III объекту	32	1	1:25 000	н/с
33.	Карта изобар по IV объекту	33	1	1:25 000	н/с
34.	Карта изобар по V объекту	34	1	1:25 000	н/с
35.	Карта проектных и пробуренных скважин по I объекту	35	1	1:25 000	н/с
36.	Карта проектных и пробуренных скважин по II объекту	36	1	1:25 000	н/с

№№ п/п	Наименование	номер приложения	номер листа приложения	Масштаб приложения	Степень секретности приложения
1	2	3	4	5	6
37.	Карта проектных и пробуренных скважин по III объекту	37	1	1:25 000	н/с
38.	Карта проектных и пробуренных скважин по IV объекту	38	1	1:25 000	н/с
39.	Карта проектных и пробуренных скважин по V объекту	39	1	1:25 000	н/с
40.	Карта проектных и пробуренных скважин по VI объекту	40	1	1:25 000	н/с
41.	Карта проектных и пробуренных скважин по VII объекту	41	1	1:25 000	н/с

Всего - 41 гр.прил. на 41 л., н/с - 41.

РЕФЕРАТ

Работа содержит всего 356 страниц, 161 таблиц, 111 рисунков, 41 табличных приложений, 41 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ОТЛОЖЕНИЯ, ПЛАСТ, ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ, ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ОБЪЕКТ, БАЛАНСОВЫЕ, ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕМП ОТБОРА, СКВАЖИНА, СЕТКА СКВАЖИН, ДОБЫЧА НЕФТИ, ДЕБИТ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ, ЗАВОДНЕНИЕ, СЕБЕСТОИМОСТЬ, ПРИБЫЛЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЗАКОН О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ, КАЗАХСТАНСКОЕ СОДЕРЖАНИЕ.

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти месторождения Акшабулак Центральный.

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 три 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 Акшабулак Центральный.

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Акшабулак Центральный является ТОО «СП «Казгермунай», имеющее лицензию серии МГ №2А от 19.03.1997г и Контракт №39 от 09.11.1993г с дополнением №7 от 19.05.2023г на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении со сроком завершения контракта на недропользование 1 марта 2034г.

Нефтяное месторождение Акшабулак Центральный открыто в 1989г по результатам бурения поисковой скважины №7.

Структура выявлена и подготовлена под глубокое поисково-разведочное бурение Турланской геофизической экспедицией. Поисково-разведочные работы на месторождении проведены ГХК «Сеним». Промыслово-геофизические исследования в скважинах выполнялись Тюлькубасской экспедицией ГИС. В 1993г было организовано СП «Казгермунай» с правами доразведки и разработки месторождений Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Впервые на месторождении Акшабулак Центральный подсчет запасов нефти проводился по состоянию изученности на 01.09.95г по продуктивному горизонту Ю-III, по результатам бурения 16 скважин.

На основе данного подсчета в 1996г был составлен Проект пробной эксплуатации, реализация которого была начата в 1998г.

В 1998г ТОО «Мунай-Консалтинг» был произведен подсчет запасов по всем горизонтам месторождения Акшабулак Центральный.

В 2001г институтом «НИПИнефтегаз» был составлен «Проект ОНР месторождения Акшабулак Центральный» на горизонты М-II-1+М-II-2 (северный блок) и Ю-III, утвержденный ЦКР РК 14.06.01г сроком на 5 лет.

В 2002-03гг проводились сейсмические исследования 3Д на площади 251,2 км².

В 2003г был выполнен и принят ЦКР отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта ОНР».

В 2004г по результатам сеймики 3Д и бурения скважин институтом ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен и утвержден ГКЗ подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2004г.

В 2004г АО «НИПИ «Каспиймунайгаз» была составлена и утверждена ЦКР «Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2005г по результатам появившихся новых данных, посредством бурения скважин, компанией «ЕЕГ» была произведена повторная интерпретация сеймики 3Д.

В 2006 и 2008гг ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнены отчеты «Авторский

надзор за реализацией технологической схемы разработки» и утверждены ЦКР.

В 2009г был составлен и утвержден ЦКР отчет «Анализ разработки месторождения Акшабулак Центральный».

В 2010г по результатам переинтерпретации сейсмике 3Д и бурения скважин ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа ...» по состоянию на 02.01.2010г и утвержден ГКЗ. В том же году на базе новой геологической модели и запасов углеводородов был составлен новый проектный документ «Уточненная технологическая схема разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК.

В 2012г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», который был утвержден Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (Протокол №26 от 20.09.2012г). В данном отчете, согласно полученным результатам изменения геологического строения и учитывая текущее состояние разработки месторождения, была выполнена корректировка прогнозных показателей на 2012-2013гг.

По результатам выполненных мероприятия по доразведке горизонта Ю-II в 2013г был выполнен отчет «Перевод запасов... горизонта Ю-II месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный ГКЗ РК (Протокол №1306-13-У от 16.07.2013г). Геологические и извлекаемые запасы были увеличены за счет прироста площади нефтеносности.

В том же году был составлен «Анализ разработки месторождения...» с целью уточнения геологического строения по результатам бурения новых скважин и внедрения в разработку возвратного объекта (горизонт Ю-II), геологическое строение, и соответственно запасы нефти, которого уточнялись в рамках «Перевода запасов...» (2013г). Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК (исх. письмо КомГео 17-04-2230-и от 04.12.2013г).

В 2014г был составлен отчет «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки...», где корректировались уровни технологических показателей за 2014-2015гг. Работа была утверждена Комитетом геологии и недропользования РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №53/10 от 21.11.2014г).

В 2015г в ГКЗ РК был утвержден отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа...» (Протокол №1594-15-У от 29.09.2015г), составленный ТОО НИИ

«Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 02.01.2015г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов. В результате пересчета промышленные геологические запасы нефти сократились на 2%, извлекаемые запасы увеличены на 6,6%.

В 2015г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» на основе «Пересчета запасов...» составлен «Проект разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИИНТ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК (протокол №68/5 от 19.02.2016г).

В 2017г в ГКЗ РК утвержден отчет «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов М-II-2 и Ю-III месторождения Акшабулак Центральный» (Протокол №1815-17-У от 02.06.2017г), составленный институтом ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по состоянию изученности на 01.12.2016г на основе проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин, отбор и анализ кернового материала и пластовых флюидов и других данных, которые позволили уточнить геологическое строение и ФЕС продуктивных горизонтов.

В 2017г ТОО «НИИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Комитетом Геологии и недропользования МИР РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №92 от 28.11.2017г, в котором проектные показатели разработки месторождения утверждены на период 2017-2019гг.

В 2018г филиалом ТОО «НИИ ТДБ «КазМунайГаз» «Каспиймунайгаз» в г.Атырау составлен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2018г, при этом ГКЗ РК запасы были утверждены по горизонтам Ю-IIIа и Ю-III (протокол №1979-18-У от 13.11.2018г).

В 2019г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», утвержденный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки МЭ РК на основании рекомендаций ЦКРР РК №16/19 от 28-29.11.2019г по состоянию изученности на 01.01.2019г.

В 2020г ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» был составлен «Авторский надзор за реализацией проектного документа на разработку ...» в рамках договора №405160/ДГ20-ДГР-028-0358//97/2020АТ от 13.04.2020г.

В 2021 году АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», по состоянию изученности на 02.01.2021г (Протокол ГКЗ №2385-21-У от 07.12.2021г). В рамках пересчета запасов в целом по месторождению начальные геологические запасы нефти по категории В+С₁ в сравнении с Государственным балансом уменьшились на 4877 тыс.т (5,1%), извлекаемые запасы нефти уменьшились на 1680 тыс.т (1,9%).

В 2021 году выполнен «Проект разработки...» (Протокол ЦКРР РК 23/6 от 24 февраля 2022 г) и согласован до конца рентабельного периода, при этом технологические показатели по II варианту разработки утверждены на период с 2022 года по 2024 год.

В 2024 году выполнено «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» и утвержден ЦКРР РК (Протокол заседания ЦКРР РК №50/2 от 18.04.2024г.) до конца рентабельного периода.

В 2025 году был выполнен «Перевод запасов нефти, газа и попутных компонентов...» (Протокол ГКЗ РК №2795-25-У от 23.12.2025г.), основанием для выполнения которого послужило опробование запасов непромышленной категории С₂ в 14 добывающих скважинах после «Пересчета запасов...» 2021г. В результате выполненных работ геологические запасы нефти по категории С₁ по горизонту Ю-0-1 увеличились на 25% или 756 тыс.т, по горизонту Ю-0-2 на 11,4% или 494 тыс.т.

В 2025 году также был выполнен «Пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа...» (Протокол ГКЗ РК №2805-26-У от 03.02.2026г.), в рамках которого пересчитаны КИН и объемы извлекаемых запасов нефти по горизонтам М-II-1, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, однако, запасы в целом по метсорождению запасы промышленной категории В+С₁ относящиеся к контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай» остались на прежнем уровне: В+С₁ НГЗ нефти – 91 694 тыс.т., НИЗ нефти – 53 476 тыс.т.

Целью настоящего проекта является необходимость выполнения базового проектного документа в связи с уточнением геологического строения по результатам выполненных геологических отчетов «Перевод запасов...» и «Пересчет извлекаемых запасов...» в 2025г и принятие обоснованных технических и технологических решений, обеспечивающих достижение утвержденных коэффициентов извлечения нефти, обоснование технологических потерь в процессе эксплуатации, рациональное использование и охрану недр, а также выполнение требований законодательства РК в области недропользования и охраны недр.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении месторождение Акшабулак Центральный расположено в Сырдарьинском (бывшем Теренозекском) районе Кызылординской области Республики Казахстан

Географически площадь расположена в южной части Торгайской низменности.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалгаш, Карсакпай, расположенные в 120 км, Жусалы - в 140 км на юго-запад и пос. Сатпаево - в 200 км. Расстояние от месторождения Акшабулак Центральный до областного центра г. Кызылорда составляет 120 км. На расстоянии около 250 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. В 75 км на северо-запад расположено крупное нефтяное разрабатываемое месторождение Кумколь с выходом нефтепровода через Каракойын на нефтеперерабатывающий завод ШНОС города Шымкента (рис.2.1, 2.2).

От вахтового поселка месторождения Кумколь до месторождения Акшабулак Центральный проложена асфальтированная дорога, остальные дороги на площади работ грунтовые.

Район работ является слабозаселенным. В орографическом отношении район представляет собой низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 110 до 147 м над уровнем моря.

Климат района резко континентальный, сухой, с большими колебаниями дневных и сезонных температур. Максимальные температуры летом $+30$ $+35^{\circ}\text{C}$, минимальные зимой - 35 -38°C , годовое количество осадков 115-150 мм. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время - метели и бураны.

Речная сеть и поверхностные источники водоснабжения в районе отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские воды верхнего мела, имеющие дебиты от 5 до 16 л/сек, с минерализацией до 3 г/л.

Животный мир и растительность представлен видами, типичными для полупустынь.

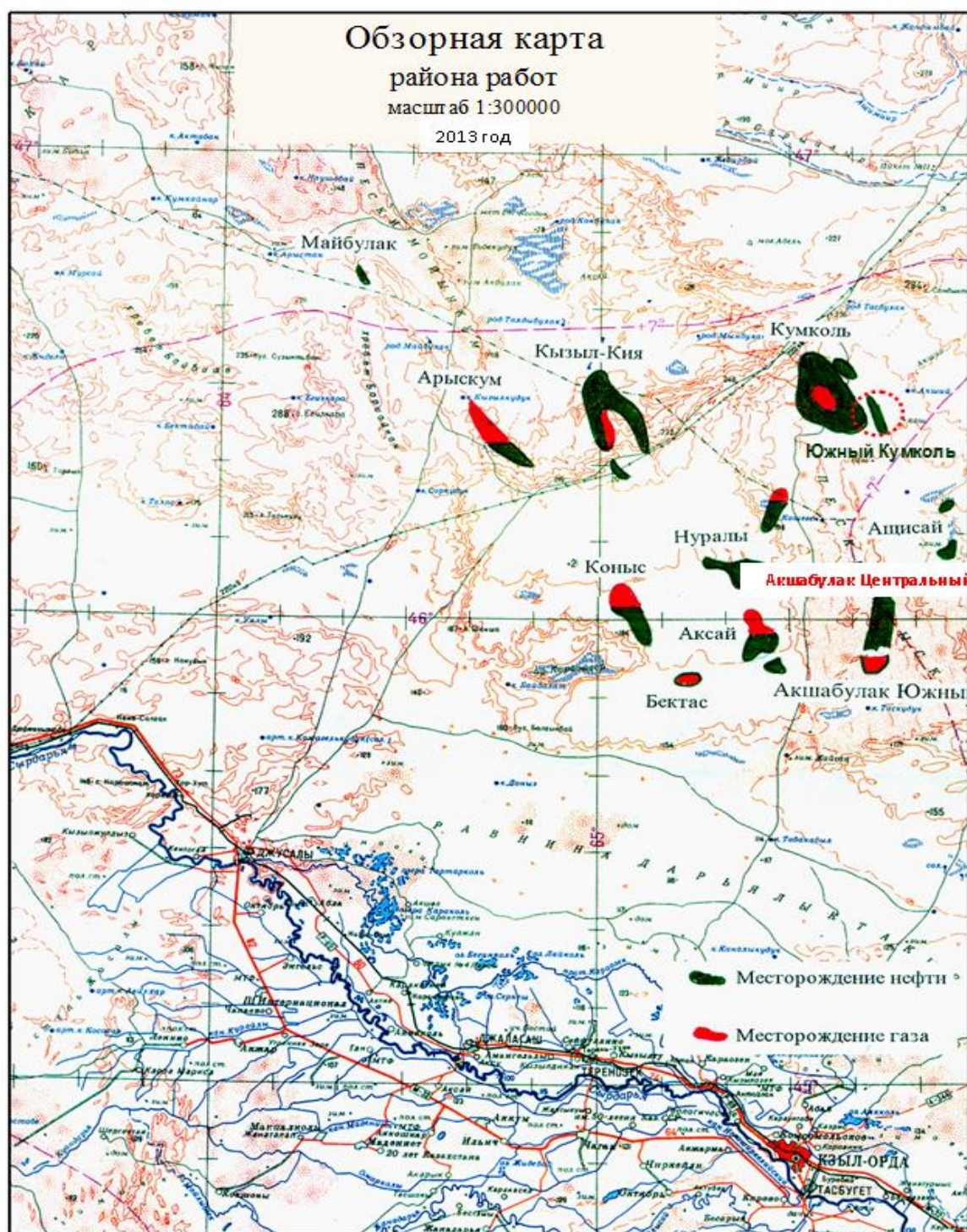


Рис. 1.1 - Обзорная карта

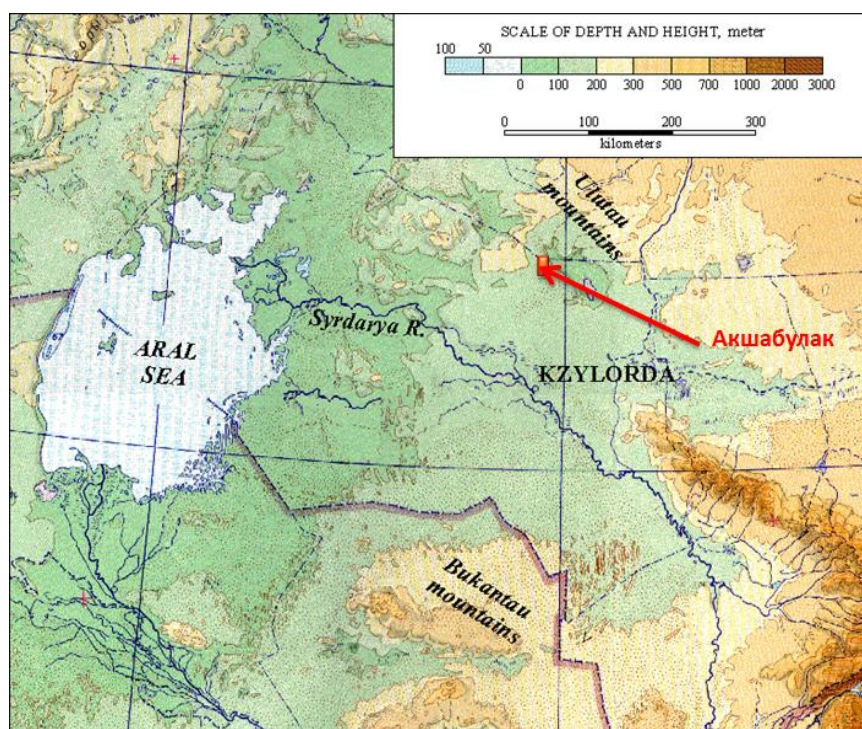


Рис. 1.2 - Месторождение Акшабулак на гипсометрической карте Восточного Приаралья (Веселов В.В.)

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

В строении района и месторождения участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента протерозойско-нижнепалеозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый, плиоцен-четвертичный плитные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

На рисунках ниже представлены стратиграфический (Рис.2.1.1) и сводный геологический разрезы (Рис.2.1.2) продуктивной части Акшабулакского месторождения с привязкой к основным отражающим горизонтам Арыскупского прогиба.

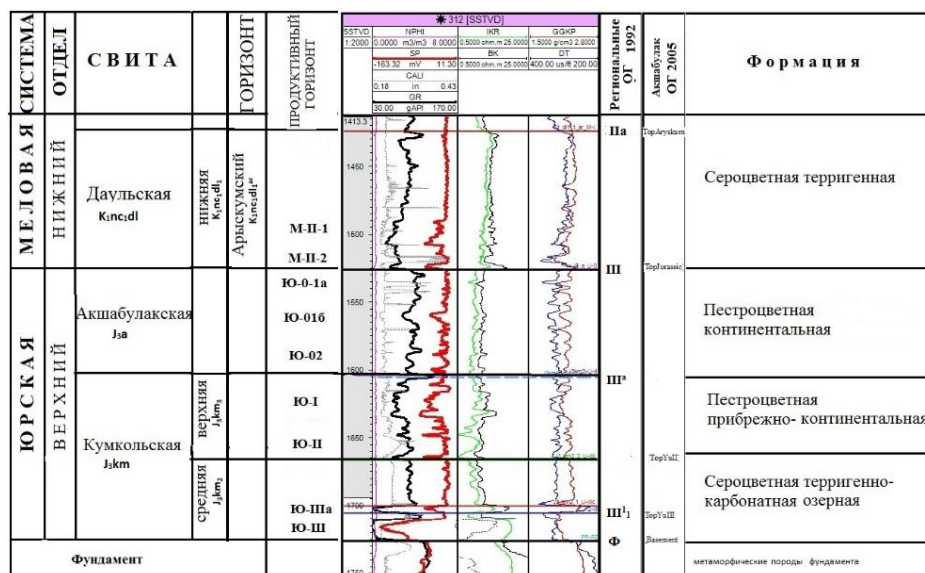


Рис. 2.1.1 - Стратиграфия продуктивной части разреза Акшабулакского месторождения Фундамент-PR-PZ

Породы фундамента представлены гнейсами, хлорито-сирицитовыми, глинистыми сланцами и кварцитами. По имеющимся образцам керна породы фундамента трещиноватые, в кровельной части разрушенные с образованием коры выветривания и представляют собой вторичные коллекторы с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В пределах месторождения Акшабулак в 61 скважинах вскрыты прослой пород палеозойского комплекса, определенные по керну как породы нижнего карбона, представленные известняками, мергелями, доломитами серыми и темно-серыми аргиллитами, алевролитами.

Максимальная вскрытая толщина на текущий момент достигает до 165,9м в скважине №7.

В региональном плане отложения фундамента имеют хорошую перспективу, что доказано по результатам бурения и испытания скв. №9, и №18, где из выветренной части фундамента получены фонтанные притоки нефти дебитами соответственно 29,4 м³/сут и 16,4 м³/сут.

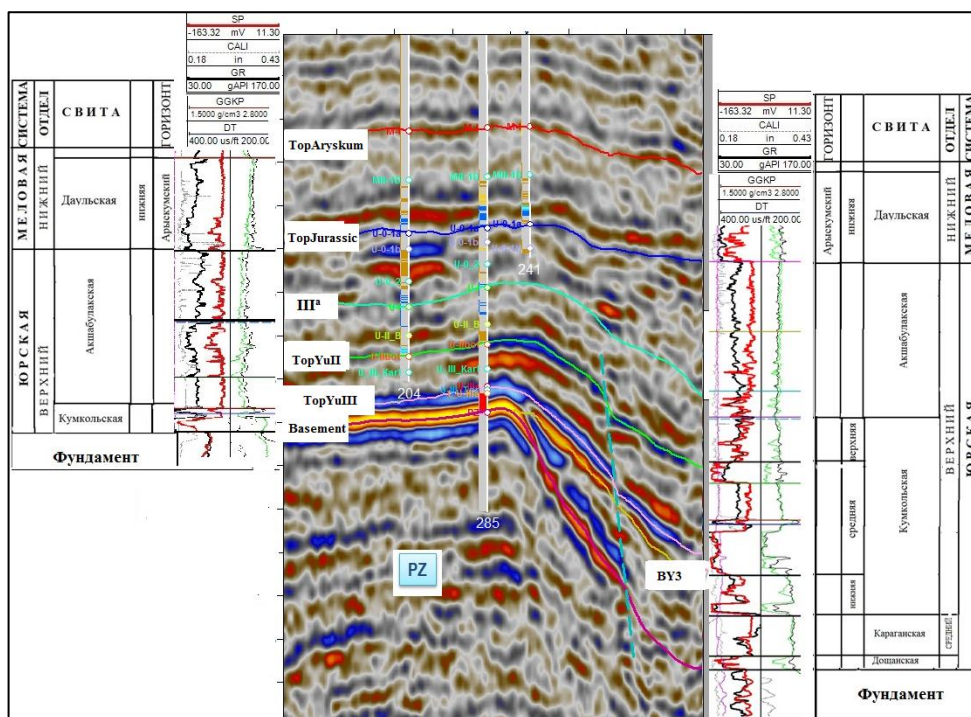


Рис. 2.1.2 - Сводный геологический разрез отражающих горизонтов

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских и меловых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

- I – отражающий горизонт в подошве отложений палеогена.
- II – отражающий горизонт в подошве отложений турон-сенона.
- III – отражающий горизонт в кровле арыскупского горизонта.
- М-II – отражающий горизонт на уровне мелового продуктивного горизонта М-II.
- III – отражающий горизонт в подошве арыскупского горизонта.
- U-Ib – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-Ib.
- U-II – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-II.
- U-III – отражающий горизонт на уровне юрского продуктивного горизонта Ю-III.
- IV – отражающий горизонт в кровле карагансайской свиты.
- IV' – отражающий горизонт в кровле дощанской свиты.
- PZ – отражающий горизонт в подошве мезозойского комплекса.

C2-3 – условный горизонт в кровле пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

C1t – условный горизонт внутри пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

D3 – условный горизонт в нижней части пачки интенсивных отражений палеозойского комплекса.

Нижние 3 горизонта в палеозойском комплексе не освещены бурением и не имеют четкой стратификации, поэтому имеют статус «условных горизонтов». Ввиду сложного геологического строения и больших глубин залегания, интерпретация данных условных горизонтов носила фрагментарный характер.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J) представлена только *верхним отделом (J₃)*.

В разрезе юрских отложений выделяется три ритмокомплекса: нижний в составе бектасской и айбалинской свит, средний – в составе дощанской (нижний-средний отделы) и карагансайской свит и верхний – в составе кумкольской и акшабулакской свит. Нижний и средний ритмокомплексы в пределах площади месторождения отсутствуют.

В строении Акшабулакского выступа участвует верхний ритмокомплекс в составе кумкольской и акшабулакской свит. По спорово-пыльцевым комплексам возраст отложений кумкольской свиты, определен как оксфорд-келловейский, акшабулакской – титон-кимериджский.

Оксфордский + келловейский ярусы - J_{3o}+kl

Кумкольская свита -J_{3km}

В Арыкумском прогибе кумкольская свита расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита развита только во внутренних частях грабен-синклиналей.

Нижнекумкольская подсвита (J_{3km1}). На Акшабулак Центральном подсвита вскрыта в 14 скважинах (№№ 12, 19, 257, 286, 308, 331, 333, 338, 419, 430, 447, 449, 462, 479). Верхняя часть пачки (15-20 м) представлена аргиллитами темно-серыми до черных, серо-зеленые, иногда переходящие в алевролиты, с прослоями алевролитов, песчаников. Встречаются тонкие прослой угля. По керну отмечаются плоскости скольжения. К нижней части приурочена пачка песчаников, достигающая 44 м (скв. №19). Песчаники серые, массивные, среднезернистые, кварц-полевошпатовые, цемент глинисто-карбонатный. Толщина подсвиты варьирует от 15 до 46,7м. К пачке приурочен горизонт Ю-IV.

Среднекумкольская подсвита (J_3km_2) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3km_2^1$) в основании разреза сложен песчаником светло-серым, разномерным, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком, переходящим в гравелит с размером обломков от 2мм до 1,5см. Толщина слоя достигает 23м. На большей части площади отложения горизонта залегают на поверхности фундамента. К песчаной пачке приурочен продуктивный горизонт Ю-III, который литологически разделяется на два пласта: терригенный Ю-III и карбонатный Ю-IIIа.

Терригенный пласт Ю-III – залегает в основании разреза и представлен песчаником светло-серым, разномерным, кварцевым, слабо уплотненным и рыхлым песком.

Карбонатный пласт Ю-IIIа сложен известняками светло-серыми, часто с тонкими прослоями алевролита и песчаника.

Пережимом являются гравелит и глины зеленовато-серые, алевролитистые.

В подошве среднекумкольской подсвиты по сейсмике 3Д прослеживается отражающий сейсмический горизонт “BY3”.

Верхний горизонт ($J_3km_2^2$) представлен темно-серой глиной и является покровной для горизонта Ю-III. Толщина его варьирует в пределах 21,7-76,1м.

В западной части структуры Акшабулак горизонт полностью выпадает из разреза и верхнекумкольская подсвита залегает на поверхности фундамента.

Верхнекумкольская подсвита (J_3km_3) расчленяется на три пачки: нижнюю преимущественно песчаную, среднюю глинистую и верхнюю глинисто-песчаную.

Нижняя пачка сложена песчаниками серыми, мелко-среднезернистыми, кварцево-полевошпатовыми, слабо сцементированными глинистым цементом, переходящими в пески. Местами отмечаются прослои темно-серых, глинистых алевролитов, реже глин. Толщина пачки 12,2-40,4м. В разрезе нижней пачки выделяется продуктивный горизонт Ю-III. В подошве пачки по данным 3Д прослеживается отражающий сейсмический горизонт “BY2”, соответствующий ОГ IIIа.

Средняя пачка представлена темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями, и линзами мелкозернистых песчаников, слабосцементированных глинистым цементом и тонких прослоев плотного песчаника на карбонатно-глинистом

цементе. Отложения средней пачки являются разделом продуктивных горизонтов Ю-II и Ю-I. Толщина пачки изменяется от 8 до 34 м.

Верхняя пачка глинисто-песчаная на большей части площади представлена переслаиванием темно-серых и серых слабосцементированных песчаников кварцево-полевошпатовых на глинистом и карбонатно-глинистом цементе, глинистых алевролитов и глин с преобладанием глинистых алевролитов. К верхней пачке на обоих сводах приурочен продуктивный горизонт Ю-I. Толщина пачки 20,9-42,6 м. Общая толщина подсвиты изменяется от 23,5 до 84,35м.

Титонский+кимериджский ярусы - J₃tt+km

Акшабулакская свита - J₃ak

В Арыкумском прогибе свита расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. В пределах свиты получили развитие древние русла палеорек различной направленности и характеризующихся мощными скоплениями песка и песчаника с хорошей проницаемостью и нефтенасыщенных по данным ГИС и испытаний скважин.

Общая толщина акшабулакской свиты варьирует в пределах 62-125,42м.

По данным пробуренных скважин в пределах свиты получил развитие продуктивный горизонт Ю-0, который в свою очередь делится на Ю-0-1 (пласты А и Б) и Ю-0-2.

Нижняя подсвита на площади Акшабулак Центральный делится на три части. В нижней части сложена пачкой серых глин и глинистых алевролитов, содержащих линзы мелкозернистого песчаника, иногда нефтенасыщенного. Толщина изменяется в пределах 5-18 м. Средняя часть сложена преимущественно глинистыми алевролитами с прослоями тонкозернистого, плотного песчаника на карбонатно-глинистом цементе и песка. В средней и нижней частях пачки встречаются песчаные прослои с высокой ФЕС. Толщина изменяется в пределах 19-27,2м. Верхняя часть сложена зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина пачки в пределах 4-18,5м.

К нижней подсвите приурочен продуктивный пласт Ю-0-1б.

Верхняя подсвита сложена пестроцветными (фиолетовыми, коричневыми, серыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаников в верхней части.

Меловая система (К). Отложения расчленяются на нижний отдел в составе: даульской свиты неокома, карачетауской свиты верхнего апта – нижнего – среднего альба,

кызылкийинской свиты верхнего альба-сеномана и верхний отдел в составе: балапанской свиты нижнего турона, нерасчлененных отложений верхнего турона сенона.

Нижний отдел - K₁

Даульская свита (K₁ne₁dl) по литологическому составу пород делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. ***Нижнедаульская подсвита (K₁nc₁dl₁¹)*** в свою очередь разделяется на два горизонта, нижний из которых (арыкумский ***K₁nc₁dl₁ar***) представляет базальную толщу нижнего мела, залегающего с угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях акшабулакской свиты.

Арыкумский горизонт (K₁nc₁dl₁ar) в нижней части представлен базальным слоем, сложенным переслаиванием коричневых и серых слабосцементированных разномеристых песчаников, и коричневых глинистых алевролитов. В южной части площади песчаники переходят в гравелиты. Песчаники кварцево-полевошпатовые с глинистым цементом. К этой пачке приурочены продуктивный горизонт М-II, разделенный локальной покрывкой из глинистых алевролитов. Толщина пачки 30-49м. Верхняя пачка сложена слабокарбонатными алевролитистыми глинами. Толщина ее достигает 46-69м.

Общая толщина арыкумского горизонта уменьшается с северо-востока на юго-запад от 136,6 до 87,9м. В горизонте прослеживается опорный сейсмический отражающий горизонт. В кровле арыкумского горизонта прослеживается опорный отражающий горизонт "BULD", соответствующий номенклатуре Пар.

Верхний горизонт представлен красноцветными глинами с прослоями алевроитов. Толщина горизонта изменяется не значительно от 122,4 до 156,2м.

Верхнедаульская подсвита (K₁nc₁dl₁²) по литологическому составу представлена тремя пачками. Нижняя пачка сложена преимущественно буровато-коричневыми песками с невыдержанными по толщине прослоями глинистых алевролитов и глин (150-160м). В средней пачке преобладают коричневые алевролиты и глины с невыдержанными прослоями слабосцементированных песчаников и песков (100-110м). Верхняя пачка представлена переслаиванием серых песчаников на карбонатном цементе, глинистых алевролитов и глин (90-130м). К кровле подсвиты приурочен ОГ-IIa.

Аптский-среднеальбский ярусы

Карачетауская свита (K₁a-a₁₂). К основанию свиты, приурочена пачка серых и темно-серых песков и гравелитов, толщина которых достигает 80-100м. В средней и в меньшей степени верхней частях разреза развиты прослои темно-серых глин с углистым

детритом, с остатками фораминифер. Толщина свиты меняется от 166м, и увеличиваясь на крыльях выступа до 275,7м.

Верхнеальбский+сеноманский ярусы

Кызылкинская свита (K1-2a13-s) сложена коричневыми, серыми, зелеными глинистыми алевролитами, глинами с горизонтами песков в средней и верхней частях. К низу свиты, приурочен ОГ-II. Толщина свиты 107,3-431м.

Верхний отдел K2. Отложения верхнего мела представлены морскими сероцветными и континентальными пестроцветными песчаными породами и в меньшей степени алевролитами и глинами. Толщина отдела составляет 245-483,7м.

Кайнозойская эратерма (KZ)

Палеоген (Р) представлен нерасчлененной на ярусы сероцветной морской толщей, сложенной глинами, содержащими в нижней части мергели и песчаники, залегающие на размытой поверхности верхнего мела. Толщина отложений изменяется от 108 до 257м. В подошве палеогена прослеживается отражающий горизонт I.

Плиоцен-четвертичные отложения (N_2-Q) Плиоцен-четвертичные отложения залегают на эродированной поверхности верхнего эоцена, представлены палевыми глинами, суглинками, четвертичные - эоловыми песками. Толщина изменяется от 43 до 87,7 м.

2.1.2. Тектоника

Тектоника с образом палеотектонических реконструкций

Основной структурой, определяющей современный структурный план региона, является Южно-Тургайский внутриконтинентальный рифт как фрагмент единой крупнейшей внутриконтинентальной рифтовой системы, протягивающейся на север в Западную Сибирь и юго-восток в зону Талассо-Ферганского сдвига. В структуре отчетливо выделяются два прогиба: на юге - Арыкумский, а на севере - Жиланчикский, разделенные Мынбулакской седловиной. В Арыкумском прогибе расположены все открытые месторождения. В его пределах в фундаменте прослеживаются относительно узкие грабены триасовых и юрских пород, а меловые и палеогеновые отложения полностью перекрывают прогиб. Здесь выделяются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская и Бозингенская грабен синклинали с амплитудой 2,0-3,5км. Мощность осадочного чехла обычно не превышает 2,0-3,5км, а максимальная достигает 5,5км (Рис. 2.1.3). Представленная на рисунке линия регионального профиля проходит севернее площади

месторождения Акшабулак, расположенного в южной части Акшабулакской грабен-синклинали, ближе к ее западному борту.

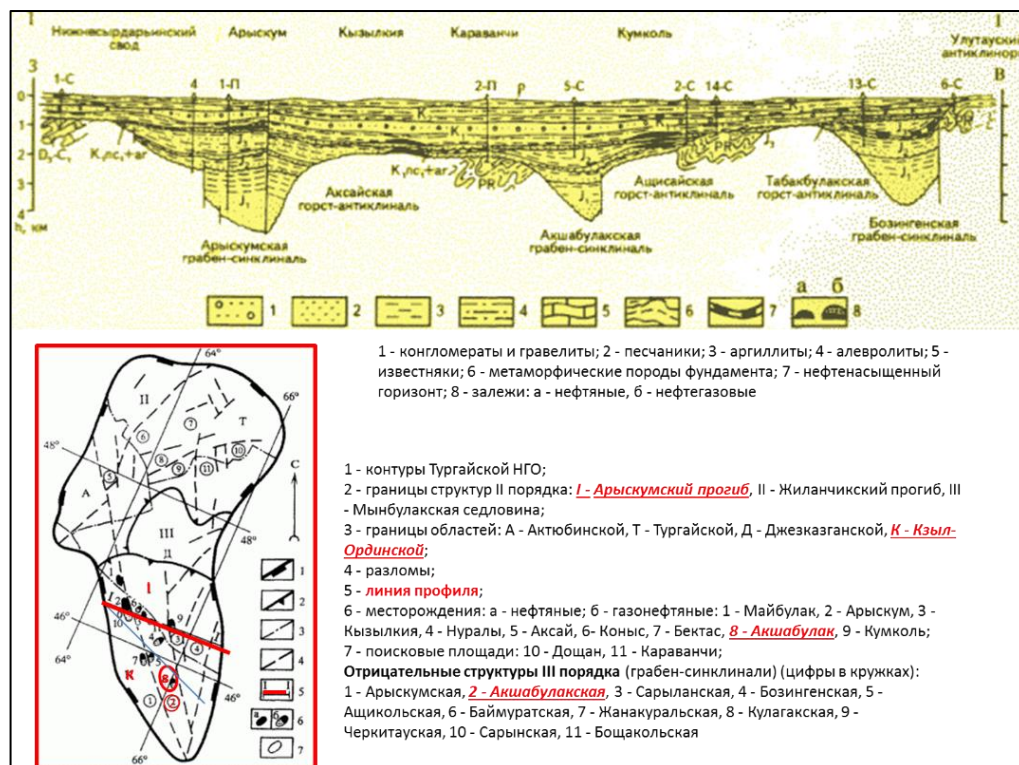


Рис. 2.1.3 - Карта тектонического районирования территории Тургайской НГО и разрез по профилю I-B (В.И. Корчагин 1996 г.)

Краткая описание тектонической эволюции рассматриваемого участка:

В позднем карбоне – перми в следствие закрытия Уральского океана и столкновения Восточно-Европейской платформы и Казахского континента сформировался компрессионный тектонический режим (направление сжатия СВ-ЮЗ). В этот период на участке Акшабулак заложилась взбросы северо-восточного простирания и левосторонний сдвиг на юге участка (Рис. 2.1.4).

В пермское-позднепермское время продолжающаяся компрессия, приведшая ранее к орогенезу, способствовала скольжению кратонов друг относительно друга и заложению регионального правостороннего сдвига – Каратау-Таласо-Ферганской (КТФ) и его северо-западной части в виде Главного Каратауского разлома. Дальнейшее скольжение привело к компрессионному режиму по направлению СЗ-ЮВ, вероятно сопровождавшееся закрытием Туркестанского океана. Наличие некоего упора со стороны Мынбулакской седловины возможно привело к образованию пологих позднепалеозойских надвигов шарьяжного типа (концепция), имеющих северо-восточное простирание (Рис.2.1.5).

Конец перми – средняя юра. Завершающий этап герцинского тектогенеза, следствием которого стало заложение Торгайской мезозойской рифтовой системы,

образовавшейся в результате подъема и последующего погружения мантийного диапира с проседанием вышележащих блоков. На данном этапе образовались мезозойские грабены и сбросы субмеридионального и северо-западного направления (Рис.2.1.6).

В кумкольское время в результате правостороннего сдвига по линии КТФ были заложены субширотные взбросы, началось формирование акшабулакских структур и их отделение друг от друга (Рис.2.1.7).

В позднем кумколе – арыскуме образование вторичных сдвиговых нарушений (вероятно Ащисайский правосторонний сдвиг) привело к ситуации, когда рассматриваемый участок оказался под влиянием воздействия между двумя правосторонними сдвигами – КТФ с юго-запада и Ащисайский с северо-востока. Нахождение между двумя правосторонними сдвигами одной направленности создает тектонический режим, близкий к левостороннему сдвигу той же направленности со сжатием по линии запад-восток и горизонтальным смещением по линии ЮЗ-СВ. Как результат, начавшие свое формирование в кумколе складки развернуло против часовой стрелки и немного сместило по горизонтали друг относительно друга (Рис.2.1.7).

В аптское и более позднее время участок оставался под воздействием правостороннего сдвига северо-западной направленности (ГКР). В это время произошла непродолжительная реактивация нарушений, разделяющих северный и южный своды Центрального Акшабалука, а также нарушения между Центральным и Южным Акшабулаком (в раннем меле). Результатом воздействия ГКР стало и образование молодых сбросов субмеридиональной направленности (Рис.2.1.7).

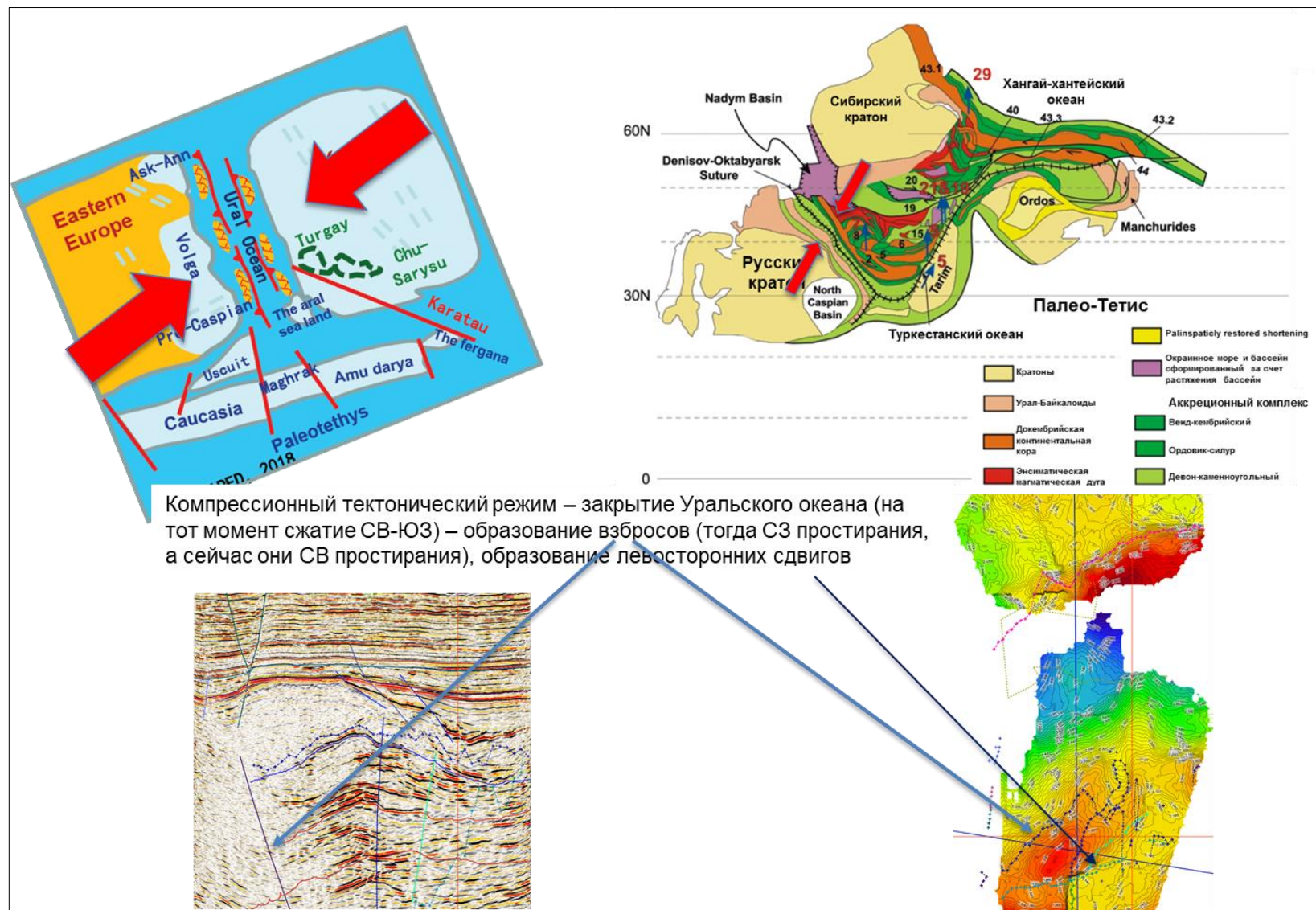


Рис. 2.1.4 - Тектонические процессы в позднем карбоне и перми

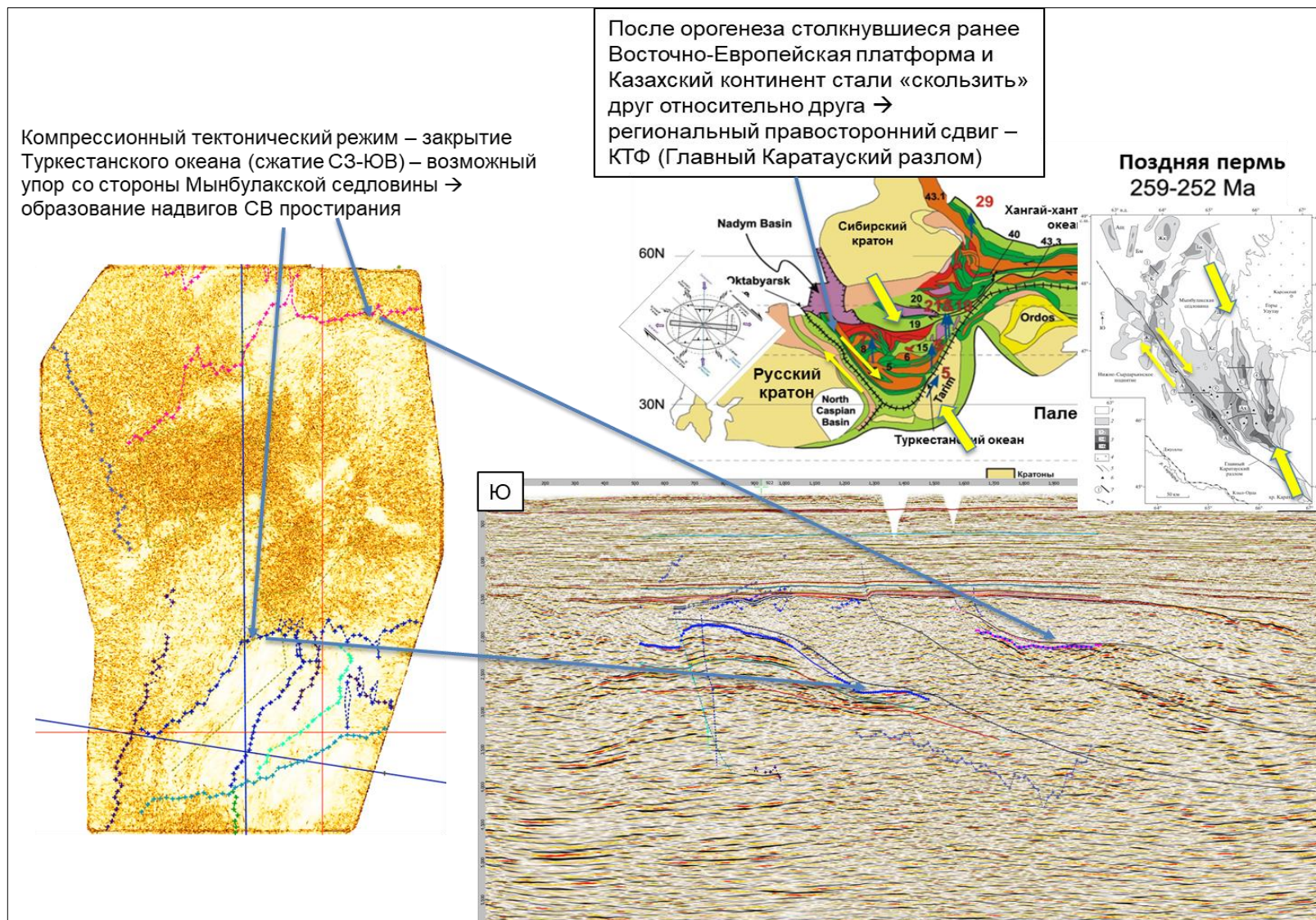


Рис.2.1.5 - Тектонические процессы в поздней перми

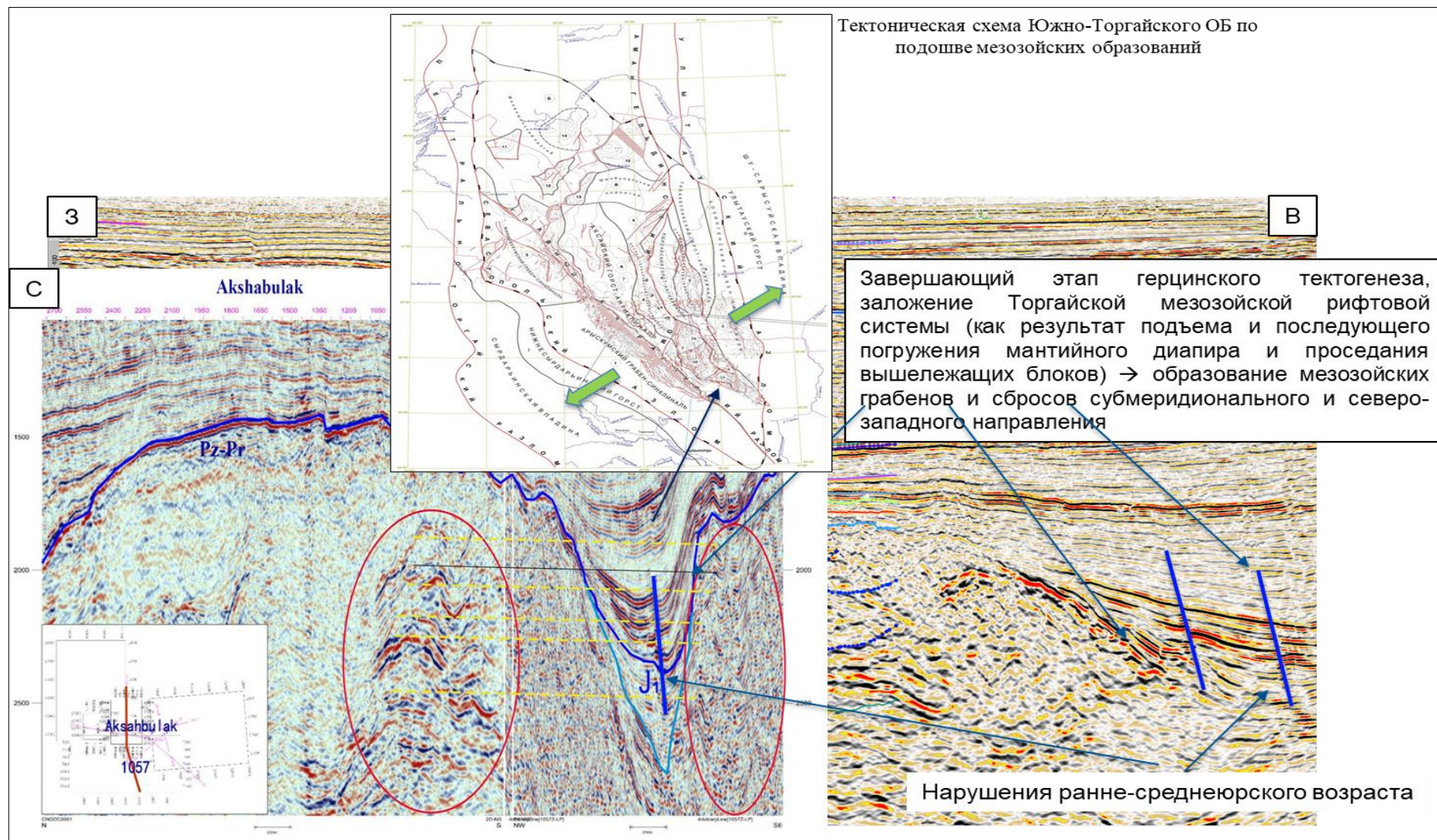


Рис.2.1.6 - Тектонические процессы в поздней перми-средней юре

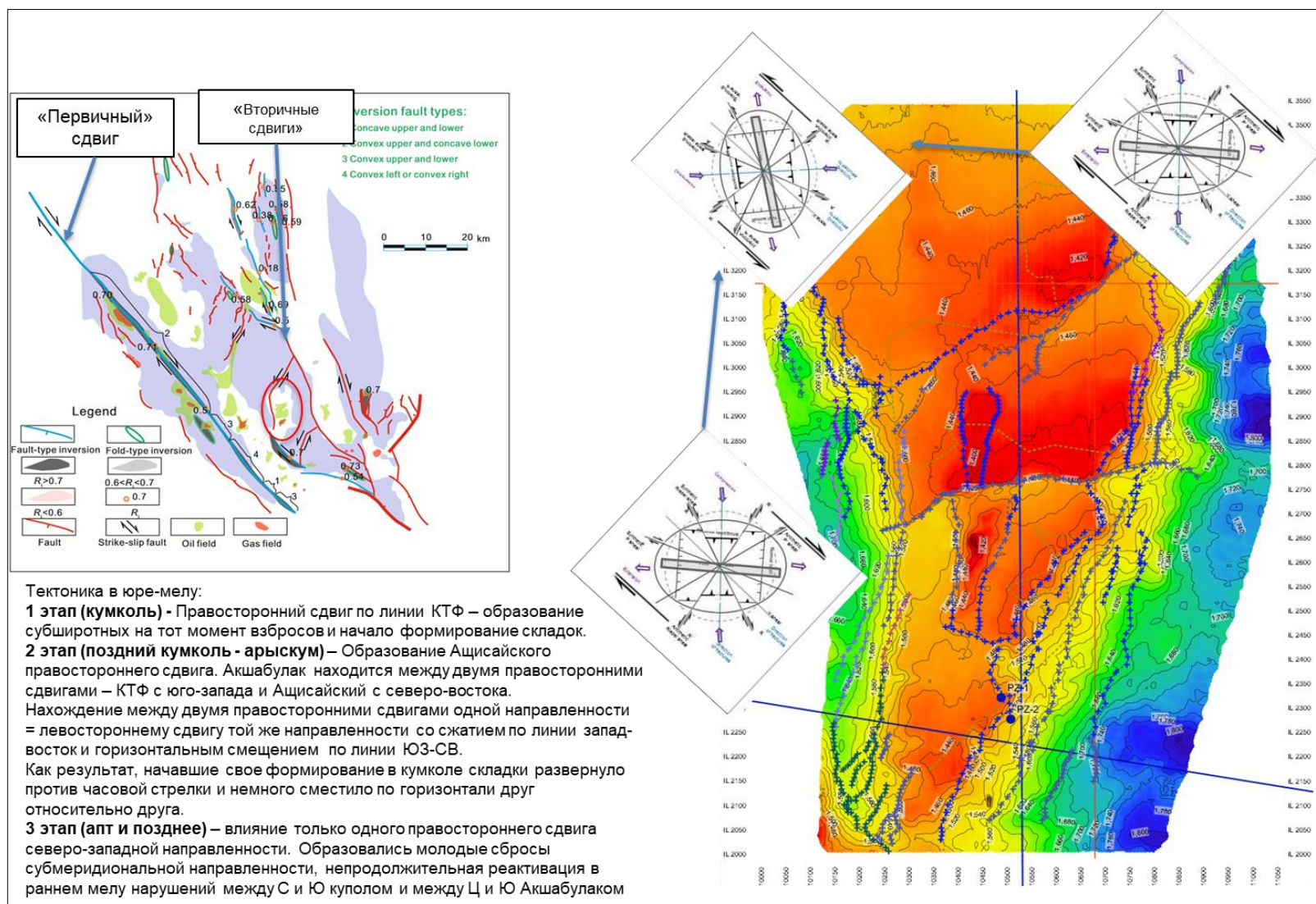


Рис.2.1.7 - Тектонические процессы в кумкольское время и позднее

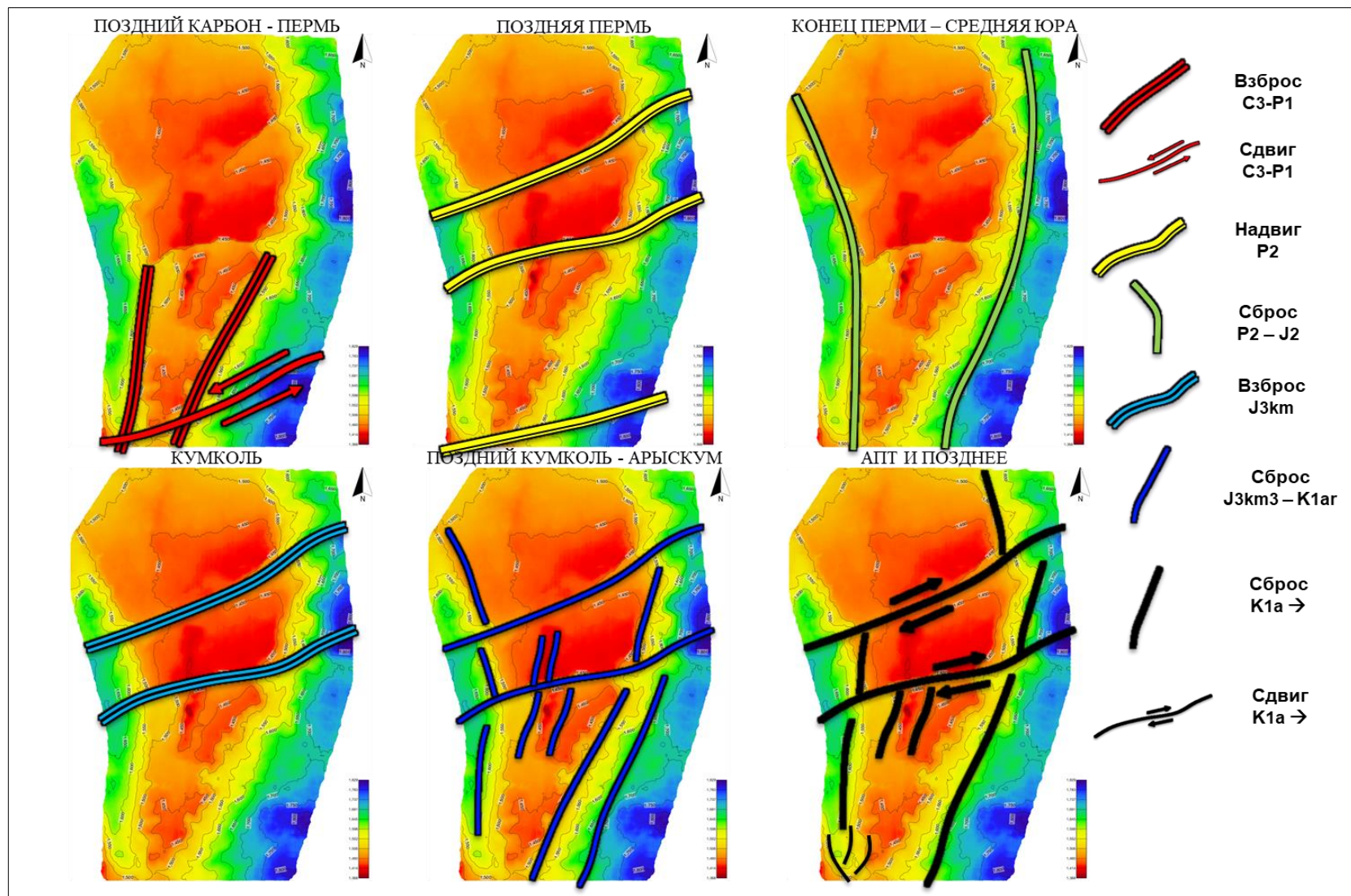


Рис.2.1.8 - Схема основных этапов тектонического развития площади

2.1.3. Нефтегазоносность

По результатам поисково-разведочного разбуривания, детальной поплавовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования в разрезе месторождения Акшабулак Центральный в меловом и юрском комплексах выделены 8 горизонтов (табл.2.1.1):

Таблица 2.1.1-Выделение продуктивных горизонтов

Горизонт	подгоризонт	пласты
М-I		
М-II	М-II-1	
	М-II-2	
Ю-0	Ю-0-1	Ю-0-1А
		Ю-0-1Б
	Ю-0-2	
Ю-I		Ю-IA
		Ю-IB
Ю-II		
Ю-III		Ю-IIIa
		Ю-III
Ю-IV		
PZ		

В период с 2023 по 2026 гг. с момента проведения отчета «ДПР-2023г.» на месторождении пробурено 9 новых скважин №№ 489, 490, 491, 493, 494, 495, 496, 498, 499. Все новые скважины были пробурены до фундамента

Ниже представлено описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов:

Нижненеокомские продуктивные горизонты

В пределах нижнего неокома выделены продуктивные горизонты М-I и М-II.

Горизонт М-I приурочен к верхней части арыкумского горизонта нижнедаульской подсвиты.

Структура горизонта в целом аналогичен с нижележащим горизонтом М-II-1. По горизонту установлены линзовидные газовые залежи. Основанием для выделения данного горизонта послужило выделение продуктивных коллекторов по данным интерпретации ГИС и результатов испытания двух скважин. ПЗ-2015 г. горизонт освещен дополнительно 84 скважинами, в 32 из которых выделены газонасыщенные коллектора по ГИС. В процессе освоения скважина 247 отобрано всего 81 м³ жидкости. В конце опробования выход газов с конденсатом со средней обводненностью 1%. Заключение опробования – объект газоконденсатный. Скважина 343 была опробована по рекомендации ГКЗ для определения

характера насыщения горизонта М-1. В результате испытания интервала 1574-1576м, на выходе получен газ с конденсатом и проведено комплексное исследование.

Из числа 9 новых скважин, пробуренным после «ДПР-2023г», только в скважины 496 и 499 в пределах горизонта выделен газонасыщенный коллектор с толщиной 0,5; 1,5; м, а остальные скважины вскрыли зоны глинизации.

Северный свод. В I-блоке газонасыщенные коллектора вскрыла скв.308, с эффективной толщиной 0,8м. Во II-блоке по ГИС газонасыщенный коллектор с толщиной 1м выделяется в скв. 349.

В южном своде по ГИС выявлены 4 залежи газа:

-в районе скв. 353,424, газонасыщенные толщины варьирует от 0,6м до 2,6м. Условно газовый контакт принят на отметке – 1458 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 353.

-в районе скв. 28,507, газонасыщенные толщины варьирует от 0,8м до 3м; газовый контакт условно принят на отметке -1464,8 м по скважине 28.

-в районе скв. 515,363, газонасыщенные толщины варьирует от 0,6м до 2м; газовый контакт усечен на уровне -1451,7 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 221.

-основная залежь по запасам, в районе скв. 22, 28, 214, 247. УГВК принимается на отметке -1462,8м по кровле опробованного водонасыщенного коллектора в скважине 400 на отметке -1462,8м.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщцы был проведен статистический анализ горизонта (табл.2.1.2) .

Таблица 2.1.2 - Характеристика толщин газового горизонта М-I

Толщина	Наименование / горизонт	М-I
Общая	Средняя, м	1,7
	Интервал изменения, м	0,4-6
Газонасыщенная	Средняя, м	1,4
	Интервал изменения, м	0,4-3,4
Водонасыщенная	Средняя, м	3,2
	Интервал изменения, м	3,2

Таблица 2.1.3 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-I

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-I
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,5-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-4

Продуктивный горизонт М-II делится на два подгоризонта - М-II-1 и М-II-2.

Подгоризонт М-II-1 приурочен к отложениям арыкумского горизонта нижедаульской подсвиты, коллектора представлены переслаиванием песчанико песков и

алевролитов. В нижней части горизонта встречаются слои плотных гравелитов на глинисто-карбонатном цементе.

Залежь представлена северным и южным сводами, к которым приурочены нефтяные пластово-сводовые залежи, тектонически экранированные. Северный свод разделен основными взбросообразующимися разломами F_2 и F_3 на 2 блока: в I-блоке развиты сбросы f_3 и f_4 с юга в северо-восточном направлении; II- блок делится на 2 подблоки разделяющиеся взбросом F_2 . Южный свод с юга тектонический экранирован основным взбросом F_1 . Залежь осложнена с малоамплитудными параллельными сбросами f_1 , f_2 , f_5 , f_6 , f_7 . Подгоризонт М-II-1 по условиям осадконакопления делится на 4 пласта: М-II-1д, М-II-1с, М-II-1б, М-II-1а, имеющие единую гидродинамическую связь, т.е. один контакт нефть-вода.

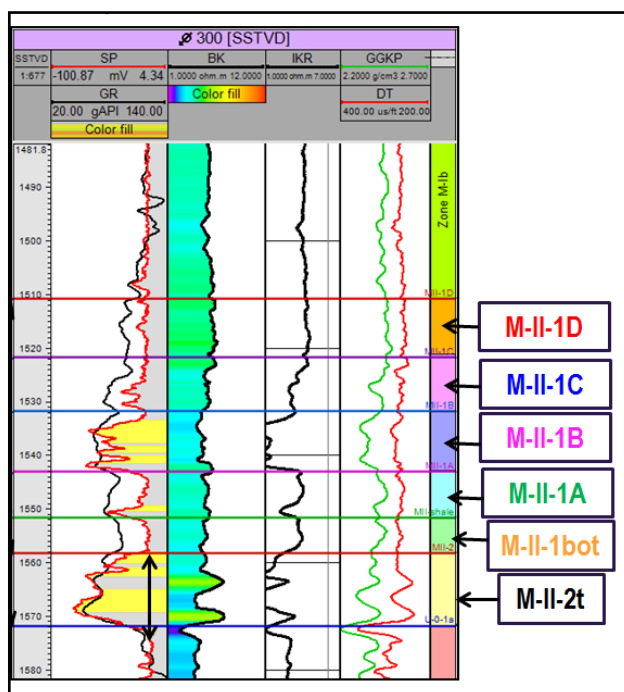


Рис. 2.1.9 - Внутренние разбивки горизонта М-II

Данный подгоризонт опробован в 44 скважинах.

Северный свод, I-блок. Залежь выявлена по результатам бурения и испытанием 91 скважин. Нефтеносность доказана притоком нефти и воды в открытом стволе дебитом $40.5 \text{ м}^3/\text{сут}$ в поисковой скважине 7.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ (табл. 2.1.4 и 2.1.5).

Таблица 2.1.4 - Характеристика толщин нефтяных пластов горизонта М-II-1

Толщина	Наименование / горизонт	М-II-1
Общая	Средняя, м	28
	Интервал изменения, м	9-43
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7
	Интервал изменения, м	1-19
Водонасыщенная	Средняя, м	6
	Интервал изменения, м	1-18

Таблица 2.1.5 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-II-1

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-II-1
Песчанистость	Интервал изменения, м	0-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	3-20

При обосновании ВНК принимались во внимание скважины пробуренные до начала разработки, чтобы исключить искажения насыщения вследствие разработки.

I-блок. По результатам опробования скв. 14 в интервале 1616-1656 получили безводную нефть дебитом 34,3 м³/сут при штуцере 9 мм. Подошва опробованного нефтеносного коллектора залегает на отметке -1524м. Также по данной скважине отобран керн в интервале 1646- 1653, керн представлен песчаниками нефтеносными что также подтверждает нефтеносную часть залежи, ниже в интервале 1653-1658 керн представлен аргиллитами и песчаниками водоносными, что соответствует правильности контакта нефть-вода.

Скв. 12 опробован в интервале 1643-1647м, где получен приток безводной нефти, при совместном опробовании 1643-1647 м, 1647-1652 м подскли ВНК -получен приток нефти и воды. Прямой контакт по ГИС на отметке -1526,1.

В скв. 26 керновый материал в интервалах 1636,7-1641,7; 1641,7-1648,9 представлен песчаником нефтеносным, что также соответствует коллекторам, подошва нефтенасыщенного по данным ГИС коллектора залегает на отметке -1527,1м. Ниже в интервале 1648,9-1653,9 керн представлен песком водоносным, что также подтверждается результатами ГИС, кровля водонасыщенного коллектора на отметке – 1527,8м.

При испытании интервала 1651-1656м в скв.24 получен фонтанирующий приток безводной нефти дебитом 47,5 м³/сут при штуцере 7мм. После произвели дострел интервала 1661-1665м. При совместном испытании двух интервалов притока не получено, вследствие сильного притока пластовой воды произошло задавка поступающего из интервала 1651-1656 нефти. Подошва опробованного нефтеносного коллектора на глубине –1524,8. Кровля водонасыщенного коллектора на отметке -1531,2м.

Кровля воды на отметке -1526,3м фиксируется в скв. 321, пробуренная в 1997г. до начала разработки.

В скв. 1 произведено испытание в интервалах совместно 1652-1654м, 1660-1670м, в результате получена вода с суточным дебитом 19м^3 , кровля опробованного водоносного коллектора отбивается на абсолютной отметке -1530,4м.

Подошва нефтенасыщенного по ГИС коллектора в скв. 501 на отметке -1527,2м.

Подошва нефти в скважине 344 по данным ГИС на отметке -1527,3.

ВНК для северного свода принимается наклонным от 1526,1 до -1527,8.

В процессе разработки продуктивного горизонта, по северному своду в скважинах значительная часть пластов обводнена, поэтому при построении карт обводнившиеся пласты, находящиеся выше начального ВНК, учитывались как начальные нефтенасыщенные.

Исходя, из принятого контакта высота нефтяной залежи северного свода 49м.

Для II-блока ВНК принят по отметке -1525м, по подошве нефти скв.347. Скважина опробована в инт.1632,4-1660м, получено нефть с водой с дебитом $37,3\text{м}^3/\text{сут}$. Высота залежи блока составляет 29м.

Южный свод. Продуктивность залежи южного свода доказана бурением скважины и результатами опробования 49 скважины с дебитами безводной нефти варьирующих от $0,14\text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. №19) до $280\text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. №203). Для определения работающих интервалов были произведены исследования прибором PLT в 10 эксплуатационных скважинах (213, 214, 219, 221, 222, 223, 236, 237, 241, 247).

Все пробуренные скважины вскрыли водонефтяную зону, за исключением скважины 284 которая оценена как чисто нефтяная.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ (табл. 2.1.6 и 2.1.7).

Таблица 2.1.6 - Характеристика толщин горизонта М-II-1

Толщина	Наименование / горизонт	М-II-1
Общая	Средняя, м	39
	Интервал изменения, м	25-44
Нефтенасыщенная	Средняя, м	6
	Интервал изменения, м	1-17
Водонасыщенная	Средняя, м	10
	Интервал изменения, м	3-24

Таблица 2.1.7 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-II-1

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-II-1
Песчанистость	Интервал изменения, м	0-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	3-16

Обоснование ВНК.

При обосновании уровня ВНК принимались скважины, пробуренные до момента начала разработки, также учитывались уровни вскрытия продуктивных коллекторов по новым скважинам.

По результатам опробования скважины 19 в инт. 1625-1653, 1653-1657 получен приток нефти дебитом 0,14 м³/сут при штуцере 5 мм. Подошва опробованного коллектора на отметке -1519,4м.

В скв. 335 подошва нефтенасыщенного коллектора залегает на отметке -1522м. Скважина 290 вскрывает нефтенасыщенную толщину с подошвой на отметке -1520,9м. Подошва нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скв. №353 на отметке -1521м. Кровля воды в скв. № 22 на отм. -1520м, а в скважине 334, пробуренной до начала разработки, кровля воды по ГИС на отметке -1522,2м. Подошва нефти в скважине 330 по данным ГИС на отметке -1519,3, кровля водоносного коллектора на отметке -1521,2м. Подошва нефти в скв.236 на отметке -1521,6 м.

Скв. 221 подошва нефти на отметке -1521м. По результатам опробования скважины 7 в интервале 1635-1642 получен приток нефти дебитом 21,4 м³/сут, далее при совместном опробовании с интервалом 1645-1651 получен приток нефти и воды, предположительно вода подтянулась из-за близости ВНК. Подошва нефтенасыщенного коллектора -1519,6 м, кровля воды -1521,8 м.

При обосновании уровня ВНК принимали участие скважин №№500,476,425. Данное время скважиан 425 работает на текущий горизонт, с дебитом нефти 5,9 т. сут. Кровля воды отмечается на уровне -1520,5 м. В скв.476 по результатам интерпретации материалов ГИС нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора на глубине -1528,7 м. В №500 скважине кровля воды начинается с отметки -1526,7 м.

ВНК принимается наклонным на отметках -1522,7м по кровле воды в скважине 334 и на -1528,7м по подошве нефти вновь пробуренной скважины 476. С учетом принятого ВНК высота залежи составила 54м.

Новые скважины 483, 484, 486, 489, 490, 491, 494 и 498 вскрыли залежь в пределах Северного свода, скважины 480, 485, 487, 488п и 492 вскрыли залежь Южного свода, а остальные две новые скважины 493 и 495 вскрыли водоносную часть залежа. Эффективные нефтяные толщины по новым скважинам в пределах Северного свода изменяется в пределах 4,9-13,1 м, а по Южному своду от 5,8 до 15,3 м соответственно.

Подгоризонт М-II-2 выделяется в составе нижненеокомской продуктивной толщи, и приурочен к нижней песчаной пачке арыскупского горизонта. Коллекторы представлены разномеристыми песчаниками и песками с примесью гравелитов и карбонатов.

Структура горизонта осложнена многочисленными тектоническими нарушениями. Из них основные взбросы F_2 и F_3 приуроченные к северному своду, взброс F_1 - к южному своду. Также в пределах сводов с юга в северном направлении развиты параллельные разломы сбросового типа.

Залежь *Северного свода* выявлена по результатам бурения 68 скважин. Нефтеносность доказана промышленными притоками в скважине 11, где при опробовании интервала 1649-1657 получен безводный приток нефти дебитом $50,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 3 мм штуцере.

В разные годы проводились опробования в 26 скважинах, из них дифференцированно на М-II-2 опробованы: 11 скважин в обсадной колонне (скв. 11, 13, 14, 227, 228, 413, 415, 442, 443, 444, 419) и 6 скважины (скв. 29, 202, 307, 312, 419, 438) в открытом стволе с дебитами от $12,3$ (скв. 29) до $177,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ (скв. 312), а остальные 11 скважин (скв. 11, 201, 211, 224, 225, 306, 422, 428, 436, 437, 478) совместно с М-II-1. Нефть с водой получена из 3 объектов в скв. 13, 224, 228, 413, 442, 443 и 444.

В процессе бурения подгоризонт испытан в шести скважинах (скв. 29, 202, 307, 312, 419, 438), из них скважина 312, 419, 438 - совместно с горизонтом М-II-1. Во всех скважинах получены притоки нефти с дебитами варьирующих от 20 до $177,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

ВНК принят на отметке -1545,5м по подошве нижней опробованной нефти в скв. 13. Данная отметка подтверждается скв. 14, где подошва коллектора, давшего безводную при опробовании нефть дебитом $137,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при 9 мм штуцере залегает на отметке -1544,4 м. Подошва нефти по ГИС наблюдается в скважинах 365 и 366 на отметках -1544,8м и -1544 соответственно. Скважина 29 вскрыла нефтенасыщенный пласт с подошвой на глубине - 1537,6м. Подошва нефти в скважине 240 на отметке -1543,1м.

Кровля водонасыщенного коллектора в скв. 26 вскрыта на отметке -1550м. Высота залежи 24,7м.

Из числа 9 новых скважин, пробуренным в пределах Северного свода, скважины 483, 484, 486, 489, 490 и 491 вскрыли залежь, скважины 494 и 498 водоносную часть, а скважина 493 зону замещения. По Южному своду по всем 6 новым скважинам по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, как и в ранее пробуренных скважинах на данном участке.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ:

Таблица 2.1.8 - Характеристика толщин горизонта М-II-2

Толщина	Наименование / горизонт	М-II-2
Общая	Средняя, м	4,2
	Интервал изменения, м	0,6-30,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,9

	Интервал изменения, м	0,6-7,6
Водонасыщенная	Средняя, м	4,1
	Интервал изменения, м	0,6-18,1

Таблица 2.1.9 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонта М-II-2

Коэффициенты	Наименование / горизонт	М-II-2
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,5-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-7

Южный свод. Водонасыщенный, местами заглинизированный. В юго-западной части по скв.7, 10, 236, 270, 363, 364, 452, 482 наблюдается зона размытия горизонта.

Верхнеюрская продуктивная толща

В стратиграфическом плане выделенные продуктивные горизонты приурочены к отложениям акшабулакской свиты (Ю-0), верхнекумкольской подсвиты (Ю-I и Ю-II), среднекумкольской подсвиты (Ю-III) и нижнекумкольской подсвиты (Ю-IV). Горизонт Ю-0 делится на 2 подгоризонта Ю-0-1 и Ю-0-2 с глинистым разделом от 1,9 до 7,2. Горизонт Ю-I условно по характеру насыщения делится на две пачки Ю-IA и Ю-IB. В пределах горизонта Ю-III выделяются два пласта: терригенная и терригенно-карбонатная с глинистым разделом от 0,4 м до 25,5м.

Продуктивный подгоризонт Ю-0-1

Структурно-тектоническом плане горизонт осложнен тектоническими нарушениями. Северный свод с юга ограничен взбросами F_2 , F_3 и в свою очередь делят свод на 2 блока. Южный свод также с юга ограничен взбросом F_1 . Вдоль сводов прослеживаются малоамплитудные сбросы субмеридианального направления (f_1 f_2 f_3 f_4 f_5 f_6 f_7). Залежи пластово-сводовые, тектонический экранированные, литологический ограниченные.

Пласт Ю-0-1А приурочен к верхней части акшабулакской свиты. В пределах горизонта развита обширная зона глинизации. По каротажным кривым пласт характеризуется повышенной глинистостью, значительной каверзностью, повышенной изрезанностью кривых акустического каротажа. Толщина пласта меняется от 15,3 до 49,4 м.

Северный свод. I+II блок. По данным пробуренных скважин выделяются три литологический экранированные залежи.

Первый участок расположен в районе скважины №1, на севере залежи с нефтенасыщенной толщиной в 1м, при испытании которого был получен приток нефти с пластовой водой дебитом 16,8 м³/сут, при этом поступление воды связано с перетоком с нижележащего водяного пласта вследствие некачественного цементаж (Том V Акты опробований). Водонефтяной контакт взят по кровле воды на абсолютной отметке -1589,8 м.

Второй участок, выявлен по данным бурения и интерпретации ГИС в районе скв. 201, 245, 307, 413.

Третий участок, также выявлен по материалам ГИС вновь пробуренных скважин 419, 436, 466, 514.

Южный свод. По данным интерпретации ГИС выделяются 3 залежи нефти, залежи оценены только по ГИС, опробовании не проводилось. Первый участок в районе скважины 208 и 333. По данным ГИС в скв. 208 выделен нефтенасыщенный коллектор, толщиной 5,1м. ВНК принят для данного участка на отметке -1574,4м по кровле водонасыщенного коллектора скв. 333.

Второй участок вскрыт скв. 238 с нефтенасыщенной толщиной 1м.

Третий участок вскрыт скв. 257 и 271, с нефтенасыщенными толщинами мощностью 0,8 и 1,4м.

Из числа новых пробуренных скважин, в углубленном скважине 218 и в новой скважине 489 выделены нефтенасыщенные коллектора, в 9 скважинах выделены водонасыщенные коллектора, а остальные новые скважины в пределах горизонта попали в зону замещения.

Пласт Ю-0-1Б приурочена к отложениям акшабулакской свиты верхней юры и получила развитие на обоих сводах структуры. Здесь по данным сейсмоки и бурения скважин получило развитие 2 русловых канала, представленные отсортированными мелкозернистыми иногда среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. Коллектора не русловой зоны представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

По данным пробуренных скважин залежь представлена пластово-сводовой, тектонической экранированной с юга разломом F_2 и F_3 . Скважины вскрывшие русловые отложения характеризуются большой нефтенасыщенной мощностью от 3,2 до 27,5м.

Продуктивность Северного свода доказана опробованием скв. №№12, 13, 29, 201, 292, 293, 346. В скв. №12 (инт. 1677-1700м) при опробовании получены пластовая вода с пленкой нефти. В скв. №292 (инт. 1677-1679м) при опробовании получен приток нефти 31,6м³. В скв. №293 (инт. 1691-1696м) при опробовании отсвабировано 85,4 м³ нефти. Скважина 346 была опробована с открытым стволом совместно с Ю-0-2, в результате которого получено 223,4м³/сут.

Русловая часть. Так как русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром, оно не делится на пласты.

Опробование русловой части проводилось в скв. 202, 210, 258, 259, 509.

Скв. №258 пробурена и испытана (интервал 1690-1696, 1698-1702м) в русловой части залежи в северном своде и при испытании получено самоизливом и свабируванием нефть. В скв. №259 испытание произведено в нескольких интервалах, (интервал 1693-1700, 1703-1710м.), при испытании получен самоизливом и свабируванием нефть в объеме 77м³/сут. При опробовании интервала 1703-1713м в скв.509, извлечено жидкости в объеме 37,1м³, в т.ч. нефти 0м³, воды 37,1м³.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ.

Таблица 2.1.10 - Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Северный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Общая	Средняя, м	11,4
	Интервал изменения, м	0,5-33,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,1
	Интервал изменения, м	0,8-6,6
Водонасыщенная	Средняя, м	2,9
	Интервал изменения, м	0,5-8,6

Таблица 2.1.11 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Северный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-7

Обоснование ВНК.

При обосновании ВНК принимались во внимание скважины неподверженные влиянию разработки.

Нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 13, 310 и 351 которые соответствуют значениям -1600,2 м; 1598,2 м; 1600,2 м. Из них опробованной является скв. 13 пробуренная в 1992 году, при опробовании которой были получены чистые притоки нефти на разных штуцерах. Также нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 310 на глубине -1604,8м, в скв. 349 подошва нефти на отметке -1604,5м и в скв. 441 на глубине -1603,6м. Вода встречается в скважине 24 на отметке -1604,8м.

ВНК принят на отметке -1604,8м. Высота залежи 55,6м.

Для залежи в районе скв. 308 ВНК принят на отметке -1610,1, по подошве нефтенасыщенного коллектора.

II-блок. Продуктивность второго блока выявлена по геолого-геофизическим данным в скважинах №№297, 349, 351, 358, 502, 506, 513. Опробование не проводилось.

ВНК принят наклонным по отметкам -1600,5-1605м, что соответствует кровле воды в скв.347 и подошве нефти в скв.349. Высота залежи 22,3м.

Южный свод. Залежь пластово-сводовая, с юга ограничена тектоническим нарушением F₁, на западе и на востоке залежь проходит через нарушение f₁ f₂ f₅ f₆ f₇. На юге и в северо-западном направлении наблюдается зоны замещения, также локально выявленные по скважинам отсутствие коллекторов.

В южной части присутствуют два русловых канала.

Продуктивность Южного свода (I+II блок) доказана опробованием скв 9, 22, 19, 256, 286, 288, 353, 421, 423, 426, 425. В скв. 9 (инт. 1693-1704м) при опробовании получен переливающий приток нефти с пластовой водой до 30%. В скв. 19 (инт. 1697-1702м) при

опробовании получен приток нефти $6,24 \text{ м}^3$. Сква. №286 (интервал 1699-1707м) в результате получен фонтанный приток нефти в объеме от 0,29 до $3 \text{ м}^3/\text{час}$ на свободном режиме (дебит не стабильный, обводненность составляет 0,1%), путем освоения с переводом рассола на нефть через затруб в объеме 35 м^3 .

Русловая часть. Так как русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром, оно не делится на пласты.

Опробование русловой части скв 204, 208, 257, 271, 281, 282, 283, 289, 335, 424. Сква. 208 (интервал 1706-1717м) при испытании получен приток нефти 89 м^3 . Сква. 283 (интервал 1700-1710м) пробурена в палео русловой части залежи южного свода, где при испытании получены притоки нефти и воды. В скв. 289 получен приток жидкости в объеме $41,87 \text{ м}^3$, в том числе нефти $35,12 \text{ м}^3$ и воды $6,75 \text{ м}^3$.

В ходе анализа результатов переинтерпретации сейсмических материалов, а именно сейсмических атрибутивных срезов LambdaRho , Pseudo RHI , лито-флюидной в пласте дополнительно выделено еще одно русло. Русло ветвящийся, прослеживается с севера на юг.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ.

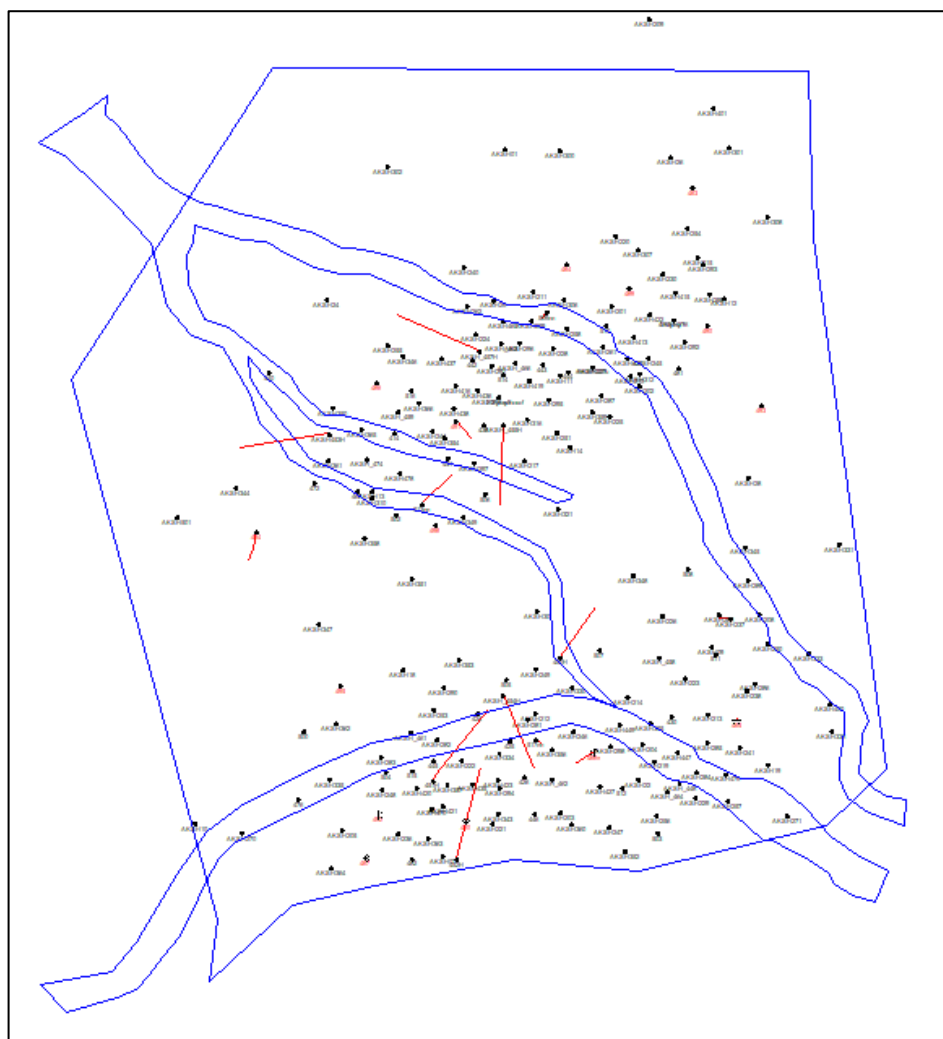


Рис. 2.1.10 - Группа русел подгоризонта Ю-0-1Б

Таблица 2.1.12 - Характеристика толщин пласта Ю-0-1Б (Южный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Общая	Средняя, м	10,5
	Интервал изменения, м	0,5-35,6
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,1
	Интервал изменения, м	0,5-6,4
Водонасыщенная	Средняя, м	2,7
	Интервал изменения, м	0,6-6,4

Таблица 2.1.13 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-1Б (Южный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-1Б
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-6

Обоснование ВНК.

Нижние отметки нефти отмечаются в скв. 205 по ГИС на глубине -1595,2. В скв. 208 подошва нефти подошванефти по ГИС в скв 208 на отметке -1594,2м, что подтверждает скв. 281 в которой при опробовании получена нефть с обв 0,2%, при этом подошва нефти залегает на отметках -1594,2.

В скв 335 пробуренной 2004г вскрыт начальный ВНК по ГИС на отметке -1599,3м. Также нижние отметки нефти отбиваются в скв. 330 и 333 на отметках -1598 и -1599,3 м соответственно. Таким образом ВНК принимается на отметке -1599,3м, что соответствует прежнему ПЗ. Высота залежи 58,7м.

Подгоризонт Ю-0-2 приурочен к отложениям акшабулака. В пределах подгоризонта развиты русловые отложения меридионального простирания. Русловые отложения представлены отсортированным мелкозернистым иногда среднезернистым песчаником с прослоями алевролитов. Коллектора пойменной (не русловой) части представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

Структурный план горизонта имеет унаследованный характер и аналогичен нижележащему горизонту. Северный свод с юга ограничен взбросами F_2 , F_3 и в свою очередь делят свод на 2 блока. Южный свод также с юга ограничен взбросом F_1 , амплитуда разлома составляет порядка 90м. Вдоль сводов прослеживаются малоамплитудные сбросы субмеридианального направления (f_1 - f_7).

Русло №3 пересекает практически всю площадь с СЗ на ЮВ. Уверенно идентифицируется по всем использованным сейсмическим атрибутам как высокоамплитудная аномалия на отметках 1260-1487 мс, с максимальными значениями амплитуд в центральной – приподнятой части. Длина русла достигает 21 км (включая Южный Акшабулак), когда как ширина колеблется от 180 до 450 м. Русло вскрыто скв 7, 24, 13, 253, 282, 290, 310, 350, 351, 357, 363, 365, 420, 421, 445, 451, 467, 470, 474, 502. На каротажных кривых в скважинах русло сопоставляется с массивными песчаными коллекторами 20-25 м толщиной. Испытание произведено в 3 скв. 7, 13, 421. В скв. №7 с интервала 1704-1725м, получен фонтанный приток нефти в объеме 235м³/сут при штуцере 7мм соответственно.

Скв. №13 с интервала 1742-1754м, получен фонтанные притоки безводной нефти дебитом 21,7-107,7м на штуцерах соответственно 3 и 10 мм.

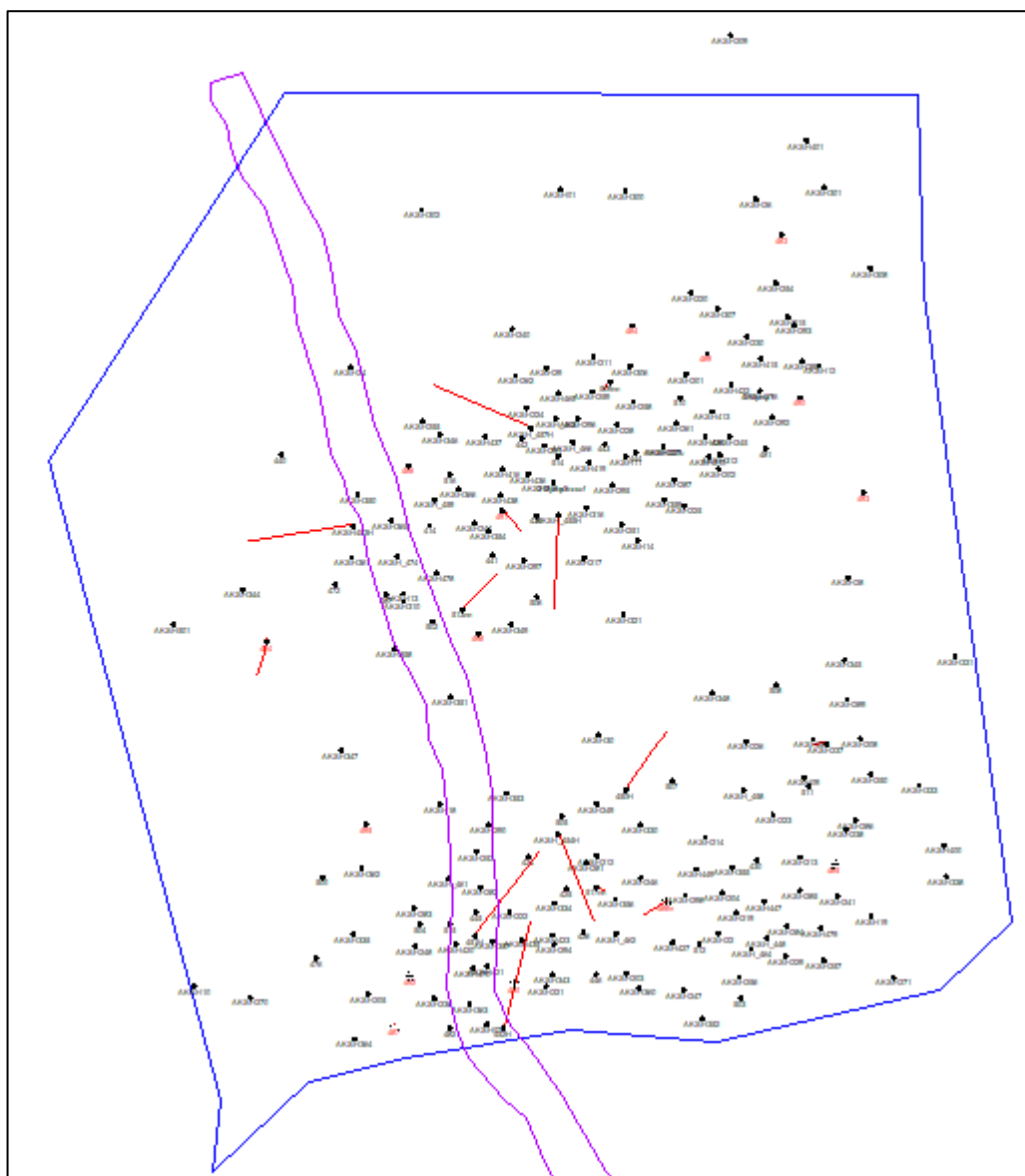


Рис.2.1.11 - Русло подгоризонта Ю-0-2

Северный свод. I+II блок Залежь выявлена по данным бурения и ГИС в 46 скважинах. Опробование проводилось в скважинах 344, 13, 14, 261, 230, 12, 211, 510, 513, где были получены притоки нефти и воды. Дебит варьируется от 0,83 (скв 14) до 87,9 (скв12). В открытом стволе испытаны скважины 11, 12, 14, 29, 203, 211, 312, 344, 346. Скважины 259, 292 вскрыли зону отсутствия коллектора. В скв. 14 при опробовании получен приток нефти с водой. В скв. 292 при испытании совместно с горизонтом Ю-0-16 пласт оказался сухим. В скв.510 проведена опробование на интервалы 1716-1719м, 1724-1726м, извлечено жидкости в объеме 54,48м³, в т.ч.нефти 0,1м³/тн, воды 54,38м³. При опробовании скв.513 из интервалов 1832-1835м,1839,5-1842,5м получено жидкости в объеме 129,76м³, в т.ч. нефти 30,7 м³/тн, воды 99,06м³.

Русловая часть, вскрыта скважинами 24, 350, 351, 365, 13, 310, 351, 467, 474, 502. Из них скважины 13, 310, 350, 351, 365, 467, 474, 502 попадают в контур залежи. Опробование

проводилось в скважине 13, где в интервале 1740-1745,5 была получена нефть объемом 49 м³/сут и вода 4,7 м³/сут. 4,7 м³/сут. В интервале 1742-1754 м получены фонтанные притоки безводной нефти дебитом 21,7-107,7 м на штуцерах соответственно 3 и 10 мм. При достреле интервала 1754-1759,5 м и совместном их опробовании получена нефть с водой (до 50%), что свидетельствует о вскрытии водонефтяного контакта. Скважины пробуренные после 2015г в русловой части вскрыли нефтеводонасыщенные, водонасыщенные коллектора. В скв.474 и 502 по ГИС выделено 6,8м и 10,6м нефти, 14,3м и 9,6м воды соответственно. Сква.467 оказался обводнившимся на 17,5м.

Таблица 2.1.14 - Характеристика толщин пласта Ю-0-2 (Северный свод)

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-0-2
Общая	Средняя, м	18,2
	Интервал изменения, м	2-36,5
Нефтенасыщенная	Средняя, м	4,1
	Интервал изменения, м	0,9-9,7
Водонасыщенная	Средняя, м	3,6
	Интервал изменения, м	0,4-13

Таблица 2.1.15 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-0-2 (Северный свод)

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-0-2
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-12

Обоснование ВНК по северному своду в пределах I блока принят на а

бсолютной отметке -1628,4 м по прямому разделу нефть-вода по ГИС в скв. 13 и скв. 310 и подтверждающаяся опробованием в скв. 13, где в интервале 1742-1759,5 был получен приток нефти и воды дебитом 74,8 м³/сут при штуцере 9мм. Кровля воды по ГИС в скв. 24 на отметке -1634,4 м. Подошва нефти по ГИС в скважине 244 на отметке -1626,8. С учетом имеющихся сведений ВНК принимается на отметке -1628,4м. Высота залежи 50 м.

ВНК второго блока отмечается на глубине -1624,3м, что соответствует подошве нефти скв.513. В скв.502 на отметке -1624,8м прямой раздел нефть и воды в русловой части. В скв.351 кровля воды находится на глубине -1624,7м.

С учетом принятого ВНК высота залежи составила 12,3м.

Южный свод. Продуктивная часть вскрыта 45 скважинами, из них в 10 проведено опробование. Скважина 306 вскрыла зону отсутствия коллекторов.

Русловая часть, подтверждена бурением скв. 253, 282, 445, 451, 420, 357, 470, 421, 363, 7. Из которых в скважине 7 проведено опробование в разные периоды времени начиная от 1990 до 2001, всего четыре опробования. При опробовании данной скважины в 90-е года была получена нефть объемом 47,5 и 259,6 м³/сут. *ВНК* принимается по подошве

нефтенасыщенного коллектора по ГИС и опробования в скв. 9 на отметке -1603,1 м. Подошва нефти по ГИС в скважине 19 на отметке -1602,8 м. В скважине 22 выделяются нефтенасыщенные пласты с подошвой на отметке -1601,6 м. Кровля воды в скв. 204 на отметке -1603 м. Скважина 7 по данным ГИС имеет прямой раздел нефть-вода на глубине -1597,6 м. Но по результатам опробования интервалов 1704-1725, 1727-1731 получен приток безводной нефти дебитом 259,2 м³/сут, что противоречит данным ГИС.

ВНК для южного свода принимается на отметке -1603,1 м. Высота залежи с учетом принятого контакта составляет 33,7 м.

Из числа новых пробуренных 9 скважин, 6 скважин вскрыли залежь в пределах двух сводов, а 3 скважины попали в водоносную часть. По новым скважинам в пределах горизонта были проведены опробования, по результате которых были получены дебиты нефти от 30,3 до 117,0 м³/сут.

Продуктивный горизонт Ю-I относится к верхнекумкольской подсвите. В пределах обоих сводов структуры получили развитие пластово-сводовые залежи, тектонически экранированные.

В структурном плане строение горизонта аналогичен нижележащим Ю-II. Северный и Южный свод с юга экранированы взбросами F₁, F₂, F₃, в которых амплитуда доходит до 100 метров. В сводах прослеживаются малоамплитудные разломы субмеридианального простирания.

Данный горизонт условно разделен на 2 пласта (Ю-IA и Ю-IB) из-за разных уровней водонефтяного контакта. Здесь, как и на вышележащих горизонтах Ю-0-1 и Ю-0-2 выявлена зона развития русловых отложений, подтвержденная бурением скважин, русловая часть является единым гидродинамическим резервуаром и соответственно не делится на пласты. Коллектора руслового канала представлены отсортированными мелкозернистыми иногда среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов. В пойменной части коллектора представлены среднезернистыми и разноезернистыми неотсортированными песчаниками, более заглинизированными, часто доломитизированными.

Русло №5 Протяженность русла порядка 17 км (включая северную часть месторождения) пересекает площадь с востока (район скв. №№202, 210, 312) на северо-запад, затем изгибаясь на север. Ширина русла составляет 160 м самой узкой и 550 м в самой широкой части. На сейсмических временных разрезах русло характеризуется повышенными значениями амплитуд на отметках 1276-1659 м. Русло вскрыто скв. 11, 29, 202, 210, 259, 262, 287, 296, 312, 443, 444, 227, 460, 463, 466 в которых представлено массивными песчаными коллекторами, разрабатывается скважинами 227, 287, 296. Сква. 262 расположена в краевой части русловой зоны и характеризуется уменьшением эффективных

толщин. Испытание произведено в скв. 11, 29, 202, 296. В скв. №11 произведено три опробования на разных штуцерах, максимальный дебит нефти составил 153,2 м³/сут. В интервале 1738-1755м был получен фонтанирующий приток нефти 58,4-153,2м³/сут в 5 и 9мм штуцерах. Вторичное испытание произведено совместно в интервале 1738-1760м с последующим дебитом 164,7 м³/сут, на 10мм штуцере. Скважина с мая 2004г в разработке, (ЭЦН), за апрель месяц (2014г) дебит составляет: газ -0,36 тыс. м³/сут, нефть-9м³/сут, с обводненностью 77%.

В скв. 29 получена безводная нефть дебитом до 93,9м³/сут. В скв. 202 во время бурения в открытом стволе в интервале 1729,8-1766м произведено испытание, в результате был получен фонтанный приток нефти на 16,4мм штуцере 398,1м³/сут. Вторичное испытание было произведено в совместных интервалах 1733-1742 и 1733-1748м, в результате получен нефть от 214 до 299м³/сут на штуцерах 28/64-34/64мм. В скв. 296 получена нефть с водой. №227скв. (углуб.) в разработке с июля 2020г (инт.1731-1737м) с текущим дебитом 29,9т/сут

По ГИС в скв.460 выделено нефте- и водонасыщенные коллектора с толщиной 2,2м и 32,5м; скв.463 и 466 водонасыщенные коллектора с мощностью 16,7м и 13,4м.

Нефтенасыщенные толщины *в русловых отложениях* варьируют от 7,6 м (скв. №262) до 30,2м (скв. №227). Коэффициент песчанистости варьирует от 0,4 до 1. Коэффициент расчлененности меняется от 2 до 15.

По результатам интерпретации сейсмических данных в 2020 году в западной части структуры прослеживается еще одно русло, которая протягивается с севера на юг и далее в Акшабулак Южный. В данном месторождении это русло подтверждается скважинами 344 в северном своде и скв.205, 364 на южном своде. По характеру насыщения водонасыщенные.

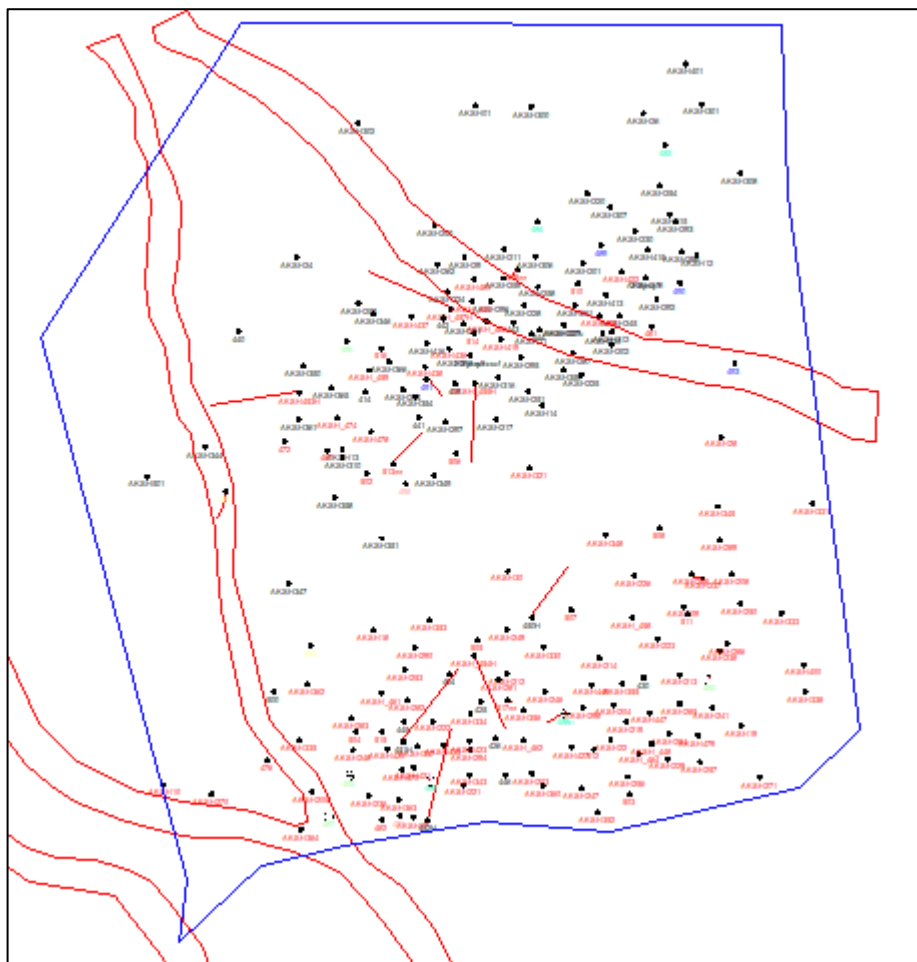


Рис. 2.1.12 - Группа русел подгоризонта Ю-1А

Пласт Ю-1А. Северный свод, I-блок вскрыт 43 скважинами.

Скважины в *нерусловой зоне* опробованы и испытаны в открытом стволе в 2 скважинах (12, 316). В скважине 316 при испытании получена нефть дебитом от 57 до 82 м³/сут. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам варьируют от 1,6 м (скв. 12) до 6,4 м (скв.316).

В колонне опробование произведено в скв. 12, 14, 201, 316, 481. В скв. 12 получена безводная нефть дебитом 9 м³/сут. В скв. 14 получена безводная нефть дебитом 13,8 м³/сут. В скв. 201 опробование произведено совместно с пластом Ю-1Б, получен фонтанирующий приток пластовой воды с нефтью. В скв. №316 испытание произведено во время бурения в открытом стволе совместно с вышележащим пластом Ю-0-2, в результате получен приток нефти 82,7 м³/сут на 12мм штуцере.

Скважина №481 опробована в 2020г инт.1747-1753м, извлечено жидкости в объеме 107,15м³, в т.ч.нефти 4м³, воды 103,15м³. В этом же году августе месяца ввелась в эксплуатацию с дебитом 32т/сут, но проработала всего несколько месяцев.

Обоснование ВНК

Скв. 12, кровля опробованного водоносного коллектора (при испытании в открытом стволе получена вода с суточным дебитом $78 \text{ м}^3/\text{сут.}$) на отметке -1646м. Подошва опробованного нефтенасыщенного коллектора на отметке -1644,1м. В результате получен нефть с суточным дебитом $8,99 \text{ м}^3/\text{сут.}$

В скв. №14 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные и водоносные коллекторы, первоначально опробована нижняя водоносная часть на отметке 1767-1771м, в результате получена вода с дебитом $0,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Кровля водоносного коллектора -1642,31м. Спустя месяц испытан верхний нефтяной коллектор в интервале 1751-1764м, в результате получен нефть с суточным дебитом $13,8 \text{ м}^3$. Подошва нефтяного коллектора -1637,6 м.

Скв. 29 по данным ГИС выделен прямой раздел нефть – вода в абсолютной отметке -1639,98м. Интервал опробован в 2011 году, в результате получен нефть с водой.

В скв. 202 пробуренная в русловой части, по данным ГИС прямой раздел нефть с водой на абсолютной отметке -1636,48м. Интервал целиком испытан в открытом стволе, в результате получен нефть без признаков пластовой воды.

В скв. 10 по данным ГИС выделены водоносные коллекторы, пласты опробованы в результате получена вода с суточным дебитом $2,25 \text{ м}^3$. Кровля опробованного водоносного коллектора -1701,37м.

В скважине №344 кровля водоносного коллектора на отметке -1643,9м.

Водонефтяной контакт в целом по северному своду принят на абсолютной отметке -1640,3 м по прямому контакту нефть-вода в скв. 29 и по подошве нефти в скв. №312. За исключением района скв. 12, где по данным ГИС и опробования водонефтяной контакт отмечается на отметке -1644,2 м по подошве нефти.

Есть ряд скважин противоречит предполагаемому контакту: скв. 287 пробурена в русловой части в 2013г, прямой раздел на абсолютной отметке -1628,3м, возможно это связано с обводненностью данного пласта, можно предполагать, это текущее ВНК, так как соседняя №11 скважина долгое время находилась в эксплуатации на данный пласт. Скважина №259 кровля массивного водоносного коллектора -1626,53м, предполагаем, что данная отметка текущ. ВНК.

Высота залежи северного свода составляет 38,8 м.

В процессе разработки скважинах (422, 428, 510, 437, 419, 439, 459, 478) пробуренных часть пластов оказалась обводнена, поэтому при построении карт и оценки такие коллекторы выше начального ВНК, приняты как нефтенасыщенные.

Южный свод представляет собой литологически экранированные залежи в западной и восточной части свода.

Первая залежь западный участок вскрыта скв. 7, 343, 363, 421, 452, 482. Скв. 7 опробована в двух интервалах совместно с нижележащим Ю-ІБ пластом, с получением дебита нефти от 41 до 98,2 м³/сут. В остальных скважинах опробования не производилось.

Обоснование ВНК

Контакт принимается на отметке -1615,3 м по скв. 363, в которой по данным ГИС наблюдается прямое разделение.

Высота залежи 4,4м.

Вторая залежь вскрыта по вновь пробуренной скважиной №479. Скважина опробована совместно с пластом Ю-ІБ.

ВНК принят на отметке -1621,6м, по подошве нефти. Высота залежи 12,5м.

Третья залежь выявлена по данным ГИС в районе скв.447 с эффективной толщиной 2,3м. Условный водонефтяной контакт принят по подошве нефти -1624,7м.

Пробуренных скважин по Северному своду 8 скважин вскрыли залежь. Из них в трёх скважинах по ГИС выделены водонасыщенные коллектора, по одной скважине — нефтенасыщенные, по четырём скважинам — нефтеводонасыщенные коллектора. Скважина 218 в пределах горизонта была опробована, где дебит нефти составила 60 м³/сут. Остальные новые скважины в пределах Северного свода вскрыли законтурную часть. По южному своду 6 пробуренных скважин, в одной скважине 480 выделены нефтенасыщенные коллектора по району залежи скв.7, а в остальных 5 скважинах коллектора оказались водонасыщенными.

Пласт Ю-ІБ

Северный свод. Залежи пластово-сводовые, литологически экранированные. Продуктивными являются скв. 481, 292, 245, 428, 261, 413, 295, 514. Скважины оценены по ГИС, нефтенасыщенные толщины от 0,7м до 5 м.

Обоснование ВНК

ВНК принимается условно на отметке -1640,3 м по скважине 481.

По Южному своду выявлены две залежи. Продуктивность первой залежи доказана бурением скважин №№7, 343, 363, 452, 482. Испытание произведено: скв. 7 опробован в интервале 1738-1755м совместно с вышележащим пластом Ю-ІА, в результате получена нефть дебитом 41,1м³/сут.

Вторая залежь вскрыта одной скважиной №479. Скважина разрабатывалась с февраля месяца по апрель 2020 года совместно с вышележащим пластом Ю-ІА.

Обоснование ВНК.

ВНК первой залежи принимается по подошве нефтенасыщенного коллектора скв.482 и залегает на отметке -1632,3м.

ВНК второго залежа принимается на глубине -1635,7м, по подошве нефти скв.479.

Статистические характеристика пласта показаны в таблицах 2.1.16 и 2.1.17.

Из числа новых пробуренных скважин по Северному своду в 9 новых пробуренных по ГИС выделены водонасыщенные коллектора. По Южному своду скважина 496 вскрыла залежь.

Таблица 2.1.16 - Характеристика толщин пласта Ю-ІБ

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-ІБ
Общая	Средняя, м	6,7
	Интервал изменения, м	0,5-18,7
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,3
	Интервал изменения, м	1,7-5,4
Водонасыщенная	Средняя, м	3,1
	Интервал изменения, м	0,5-16,8

Таблица 2.1.17 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-ІБ

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-ІБ
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-8

Продуктивный горизонт Ю-ІІ стратиграфически относится к верхнекумкольской подсвите верхней юры. Строение горизонта осложнен с тектоническими нарушениями широтного и меридианального простирания. Нефтяная, пластово-сводовая залежь выделена только в южной части структуры. Залежь тектонический экранированная разломом F₁. Вдоль залежи с юга на север прослеживаются сбросы f₅, f₆, f₁₀, f₁₁ с малыми амплитудами.

Коллектора сложены, в основном, мелко-среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками на глинистом цементе и мелкозернистыми песками. Тип коллекторов поровый.

Северный свод водонасыщенный.

По результатам сейсмических материалов 2020г на северной части с запада на восток протягивается одно русло, которое доказано по ГИС в скв. 302,307,308. Мощности водонасыщенных толщин составляет от 29,4м до 41,1м.

Продуктивным является *Южный свод*. Продуктивная часть залежи вскрыта 53 скважинами. Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 0,7 до 12,2м. Горизонт опробован в 12 скважинах, скв. 7, 246, 248, 282, 283, 284, 285, 294, 343, 355, 360, 470.

В скважине 7 (1990г.) из интервала 1761-1772 получили нефть дебитами от 8,03 до 98,21 м³/сут при штуцерах 3 и 5 мм соответственно.

В скв.246 при испытании интервалов 1782-1784м, 1787-1789м, получена нефть с дебитом 35 м³/сут.

При опробовании скв.294 в 2014г, получено 76,5 м³/сут нефти.

По результатам опробования скважины 470 в 2015 году получили нефть с водой дебитами 47,8 и 0,5 м³/сут соответственно.

Статистические характеристика пласта показаны в таблицах 2.1.18 и 2.1.19.

Новые пробуренные скважины 496 и 499 вскрыли залежь Южного свода, с нефтенасыщенными толщами от 4,1 м до 4,4 м. В остальных новых пробуренных скважинах выделены водонасыщенные коллектора.

Таблица 2.1.18 - Характеристика толщин пласта Ю-П

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-П
Общая	Средняя, м	16,4
	Интервал изменения, м	0,7-37,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,5
	Интервал изменения, м	0,7-12,2
Водонасыщенная	Средняя, м	7,3
	Интервал изменения, м	0,7-22,9

Таблица 2.1.19 - Статистические показатели характеристик неоднородности

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-П
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,1-1
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-9

Обоснование ВНК

При обосновании ВНК во внимание принимались скважины пробуренные до начала разработки, чтобы исключить искажения насыщения вследствие разработки.

Прямые разделы нефть-вода наблюдаются в скв. 334 на отметке -1667,1, в скв. 343 на отметке 1667м. В скважине 343 нефтенасыщенные коллектора подтверждаются опробованием в открытом стволе, где в результате получена нефть 184м³/сут. Нижние отметки нефти наблюдаются в скв. 298 на отметке -1665,6, в скв.420 подошва нефти на отметке -1669м. Верхние отметки воды отмечаются в скв. 282 на глубине -1667,5м, в скважине 203 кровля воды по ГИС -1667,9 и в скв. 19 кровля воды -1667,9м. Исходя из вышеизложенного ВНК принимается от - 1667,4 м прямой контакт и верхние отметки воды до - 1669 нижняя отметка нефти скв. 420.

В процессе разработки в новых скважинах пробуренных часть пластов оказалась обводнена, поэтому при построении карт и оценки такие коллектора выше начального ВНК, приняты как нефтенасыщенные.

Продуктивный горизонт Ю-П делится на два пласта Ю-П_а и Ю-П_б.

Структурное строение пластов обусловлена единым формированием тектонических нарушений. На юге северного свода с запада на восток ограничен с разломами F_3 и F_2 , взбросового типа. Вдоль залежи на востоке свода прослеживаются малые сбросы f_3 , f_4 и f_{11} . Южный свод ограничен взбором F_1 , также пересекается крупные малоамплитудные разломы субмеридианального простирания.

Пласт Ю-Ша стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную, а также в северной, юго-западной и южной части охвачено обширной зоной замещения.

В южной части по данным геолого-геофизических данных выделяется размыв горизонта, связанное с выступом фундамента. Выступ фундамента наблюдается в скважинах 18, 248, 283, 461.

Коллектора представлены переслаиванием известняков, карбонатных песчаников и тонких песчаных линз, нефтенасыщенных, имеющих ограниченное распространение. По литологическому описанию керн можно сделать вывод, что песчано-алевролитовые прослойки развиты в основном в пределах седловины структуры и районах, прилегающих к зоне выклинивания горизонта (скв. 13, 14, 30, 321, 330). В остальных скважинах горизонт по керну характеризуется как чисто карбонатный с незначительными (от долей мм до 1 м) прослойками и налетами терригенных пород. Наряду с терригенными коллекторами, имеющими межзерновую пористость, выделены карбонатные пласты с трещинным типом коллекторов. Пласт хорошо коррелируется по площади и характеризуется повышенными значениями НГК и КС.

Нефтеносность горизонта доказана промышленными притоками в скв. 7, 9, 11, 13, 14, 19, 24, 26, 30, 253, 287, 290, 297, 330, 348, 349, 351, 360, 364, 420, 447, 450, 451, 452, 454, 455. Промышленные притоки варьируют в пределах от 3,2 м³/сут (скв. №9) до 105,9 м³/сут (скв. №19).

Обоснование ВНК.

Вследствие отсутствия обширной водонефтяной зоны, большинство скважин попадают в чисто нефтяную зону и законтурную область, вследствие этого ВНК не подсечен. Самая низкая отметка нефтенасыщенного коллектора находится на абс.отметке - 1771,2м в скважине 333. Кровля воды в скважине 331 на отметке -1785,6м. ВНК принимается на отметке -1776,3м, которая соответствует разделу нефть-вода в пласте Ю-Шт.

Статистическая характеристика пласта Ю-Ша.

Таблица 2.1.20 - Характеристика толщин пласта Ю-Ша

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-Ша
Общая	Средняя, м	4,6
	Интервал изменения, м	0,7-14,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	3,2
	Интервал изменения, м	0,7-11,5
Водонасыщенная	Средняя, м	3,7
	Интервал изменения, м	2,1-6,6

Таблица 2.1.21 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-Ша

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-Ша
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,2-1,2
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-76

По новым скважинам 218, 480, 487, 491, 492, 494, 496, 498 и 499 в пределах горизонта по ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора с толщинами от 0,5 до 10,2 м. Скважины 216, 484, 485, 486, 489, 490, 493 и 495 попали в зону отсутствия коллекторов. По двум скважинам 483 и 488п по ГИС выделены водонасыщенные коллектора.

Пласт Ю-III стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Залежь пластово-сводовая, экранированная разломами.

Коллектора имеют большие мощности, представлены прибрежными слабосцементированными песчаниками, песками разномерными с примесью гравия и карбонатов.

Выделяется отсутствие горизонта (выход фундамента), протягивающаяся в меридиональном направлении по западному крылу структуры.

Горизонт Ю-III в пределах Акшабулак Центрального практически повсеместно залегает на эрозионной поверхности платформенной части фундамента и только на восточном крыле, в районе скв. 19, 286, 257, 308, 331, 333, 338 залегает на отложениях нижнекумкольской подсвиты.

Продуктивность горизонта подтверждена испытанием в открытом и обсаженном стволе в 70 скважинах. В подавляющем большинстве скважин, получены фонтанные высокодебитные притоки нефти. В процессе бурения горизонт опробован в скв. 7, 9, 11, 12, 14, 24, 28, 30, 205, 208, 230, 335, 346 где получены фонтанные притоки нефти.

Обоснование ВНК

ВНК остается на прежнем уровне и ниже приводится более детальное обоснование.

Для пласта характерны хорошие ФЕС, связанность между северным и южным сводами, и как следствие единый водонефтяной контакт. Для обоснования ВНК были

проанализированы результаты бурения скважин, материалы ГИС, данные разведочных скважин.

При обосновании принимались данные по разведочным скважинам 12, 26 и 28.

ВНК принимается по прямому контакту нефть-воды по данным ГИС в опробованной скважине 26 на отметке -1776,1. При опробовании скважины 26 в интервале 1887-1890,5 на разных штуцерах получили безводную нефть дебитом от 15,8 до 113,7 м³/сут.

При опробовании скв. 28 в интервале 1891-1895 м, 1895-1901 м при разных штуцерах получены фонтанирующие притоки безводной нефти дебитами от 115 до 266,5 м³/сут. Далее при достреле интервала 1901-1908 м получен промышленный приток нефти с небольшим содержанием пластовой водой, что свидетельствует о вскрытии ВНК. Прямой контакт по данным ГИС на отметке -1776,3м.

В скважине 12 выделяется прямой раздел нефть-вода по данным ГИС на отметке -1776,7м. При опробовании нефтеносной части коллектора в интервале 1894-1898м был получен приток нефти 12 м³/сут при штуцере 3 мм с обводненностью 3-5%.

При опробовании интервала 1903-1911м в скв. №321 был получен приток пластовой воды. Кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке -1776,8м.

ВНК принимается на отметке -1776,3м. Высота залежи 90м.

Подъем воды вследствие разработки можно наблюдать в скважинах: 230, 286, 287, 257, 259, 261, 262, 288, 289, 292, 293, 295, 297, 298, 299, 345, 359, 364, 415, 419, 425, 426, 430, 436, 437, 438, 439, 441, 442, 444, 446, 460, 463, 478, 481, 510, 513. Обводнившиеся толщины геологических принимают как нефтенасыщенные при подсчете начальных запасов нефти.

Из числа новых пробуренных скважин, скважин вскрыли нефтяную залежь в пределах горизонта. Одна скважина 493 осталась за контуром нефтеносности. Статистическая характеристика пласта Ю-III представлены в таблицах 2.1.22, 2.1.23.

Таблица 2.1.22 - Характеристика толщин пласта Ю-III

Толщина	Наименование / горизонт	Ю-III
Общая	Средняя, м	11,5
	Интервал изменения, м	1-51,2
Нефтенасыщенная	Средняя, м	9,3
	Интервал изменения, м	0,8-21,6
Водонасыщенная	Средняя, м	7,2
	Интервал изменения, м	1,8-22

Таблица 2.1.23 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта Ю-III

Коэффициенты	Наименование / горизонт	Ю-IIIг
Песчанистость	Интервал изменения, м	0,5-1,3
Расчлененность	Интервал изменения, м	1-8

Продуктивный горизонт Ю-IV стратиграфически относится к нижнекумкольской подсвите верхней юры. По литологическому описанию керн коллектора представлены среднезернистыми и мелкозернистыми, массивными песчаниками, переходящими в нижней части в конгломератовые песчаники с хорошей межзерновой пористостью.

Горизонт имеет весьма ограниченное распространение в пределах месторождения Акшабулак Центральный. На сейсмических картах по кровле и подошве горизонта представлена структура примыкания, получившая развитие на восточном крыле структуры.

Общая толщина горизонта изменяется от 14,7 м до 44,5 м.

Песчаный пласт горизонта Ю-IV вскрыт скважинами 12, 19, 257, 286, 308, 331, 333, 338.

В северной части залежь вскрыта скважиной 12. Скважина опробована в интервале 1894-1898 м, получено нефть с дебитом 28,5 м³/сут при штуцере 5 мм. ВНК принят по подошве нефти -1776,3м.

В южной части залежи выделяются две литологический и тектонический экранированные залежи, выявленные по скважинам 257 и 286. При опробовании скв. 257 в интервале 1869-1873 извлечено 127м³ жидкости, из которых 103м³ нефть. ВНК принимается на отметке -1741,8м, что соответствует подошве опробованной нефти.

В скважине 286 выделяется прямой раздел нефть-вода по данным ГИС на отметке -1731,2. Скважины 19, 308, 331, 333 и 338 по результатам опробования водоносные.

Новые скважины в пределах горизонта попали в зону выступа фундамента.

Продуктивный горизонт PZ относится к протерозойско-палеозойскому возрасту (фундамент).

По описанию керн и шлама породы, в основном, представлены зелеными кварц-серицито-хлоритовыми, гнейсовыми, плотными, трещиноватыми сланцами. Анализы керн единичные.

По керновому материалу в ряде скважин отмечается наличие трещиноватых участков в верхнем слое эрозионной поверхности фундамента.

В пределах фундамента выделяются 2 залежи, литологические ограниченные со всех сторон. Зона распространения продуктивных коллекторов ограничивалась по середине расстояния между скважинами.

Первый участок в районе скв. №18 выделен по данным ГИС и опробования с нефтенасыщенной толщиной 8,8м и оценен по категории С₁.

Второй участок выделяется в восточной части структуры в районе скв. №9 и №208 с нефтенасыщенными толщами соответственно 27,1м и 12,1м, продуктивность коллекторов доказана в скв. №9 получением притоков нефти. По описанию шлама (ГТИ) в скважине 208 в отложениях фундамента отмечаются слабые и средние нефтепоказания.

Запасы участка по степени изученности оценены по категории C_1 и C_2 .

Фундамент опробован в скв. 7, 9, 13, 18, 29, 245, 297, 331, 356. При опробовании скв. 7 притока не получено. Сква. 9 опробована в трех интервалах, с фонтанными дебитами нефти варьирующих от 7,5 до 29,4 м³/сут. Первичное испытание произведено в интервале 1905-1921м, в результате получен фонтанирующий приток нефти дебитом 26,2 м³/сут, через 5 мм штуцер при депрессии на пласт 9,45 МПа, $p_{пл}=20$ МПа. За все время испытания объекта добыто 120,6 м³ сут. После изоляций цементным мостом в интервале 1904-1925м, опробование произведено во втором объекте в интервале 1880-1897м. В результате получен фонтанирующий приток нефти дебитом 29,4 м³/сут через 6мм штуцер, при депрессиях на пласт 8,8 МПа, $p_{пл}=19,3$ МПа. После изоляций данного объекта цементным мостом, была произведена испытания третьего объекта. Испытание произведено в интервале 1857-1870м, где получен временами переливающий приток нефти с водой с суммарным суточным дебитом 32м³/сут. После ГРП увеличения притока не получено.

В скв. №11 горизонт испытан в открытом стволе совместно с горизонтом Ю-III с получением фонтана разгазированной нефти. В скв. №13 получен дебит нефти 0,02 м³/сут. Сква. №18 испытан в нескольких интервалах. Первичное испытание произведено в интервале 1900-1913м, в результате объект вскрыл ВНК. Из заключений по испытанию объекта: «При давлений 15 МПа пласт не принимает. После компрессирования скважина некоторое время пульсирует нефтью и газом в течение 15-25 мин, каждые 1,5 часа, суточный дебит нефти составляет 10-14 м³/сут». После изоляций цементным мостом интервала 1893-1905м, испытание произведено в интервале 1873-1892м. По результатам испытания объект нефтеносный. В скв. №29 объект оказался «сухим».

При опробовании скважины 297 в интервале 1903-1908 методом свабирования получили 87,3м³ жидкости, в конце выход с обводненностью 100%. В соседней скважине 316 ранее выделяемые нефтенасыщенные коллектора фундамента по аналогии со скважиной 297 переведены на воду.

Сква. (№№306, 210, 297, 316, 331), вскрыли водонасыщенные коллектора с толщами от 1,6 м (сква.331) до 8,2 м (сква.316).

По новым скважинам в пределах фундамента нефтенасыщенные коллектора не выделены.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Для определения характеристики коллекторских свойств продуктивных горизонтов использованы имеющиеся на дату отчета материалы общепринятого комплекса ГИС, данные лабораторного изучения образцов керн и гидродинамических исследований скважин.

Анализ результатов исследования керн. На месторождении керн отобран в 59 скважинах: 9 поисковых, 13 разведочных, 29 эксплуатационных, 6 нагнетательных, 2 оценочных.

Всего по месторождению с отбором керн пройдено 3971,87 м, общий линейный вынос керн составил 3185,48 м или 80,20% от проходки. Всего по разрезу, включая его части между горизонтами, отобрано и проанализировано 4205 образцов (с учетом 22 образцов, отобранных боковым грунтоносом). Из них в пределах продуктивной толщи – 4054 образца. Количество кондиционных образцов (образцы с проницаемостью и пористостью выше граничных значений) составляет 2657 единиц.

Таким образом, по меловым отложениям проходка с отбором керн составляет 1169,13 м, вынос керн 972,98 м или 83,22%. По продуктивным горизонтам (М-I, М-II-1, М-II-2) пройдено 1023,50 м, вынесено 860,43 м керн (84,07% от проходки). Проанализировано 1158 образцов керн, из них 1125 образца приходится на продуктивные горизонты, 656 единиц являются кондиционными.

По юрским отложениям пройдено 2498,52 м и вынесено 2074,88 м, т.е. 83,04% от проходки с отбором керн. В пределах продуктивных пластов (Ю-0-1А, Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-1А, Ю-1Б, Ю-II, Ю-IIIа, Ю-III, Ю-IV) проходка составила 2134,18 м, вынос керн – 1784,83 м (83,63% от проходки). Количество проанализированных образцов по юре составляет 2997 образцов, в том числе 2874 образца из вышеперечисленных горизонтов, 2001 образец из которых являются кондиционными.

По отложениям протерозоя-палеозоя с отбором керн пробурено 304,22 м, вынос керн при этом составил 137,62 м (45,24% от проходки). Проанализировано и приходится на горизонты 50 образцов керн.

Вне продуктивных горизонтов проходка составляет 509,93 м, вынос керн 402,56 м (78,94% от проходки). Проанализировано 151 образец из 18 скважин.

Характеристика отбора керн приведена в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1 Характеристика отбора керна

Отложения	Общая проходка с отбором керна			Всего проанализир ованных образцов	Кол-во образцов, приходящееся на продуктивные горизонты	Кол-во кондиционны х образцов
	Проходка, м	Вынос керна				
		м	%			
Мел	1169,13	972,98	83,22	1158	1127	656
Юра	2498,52	2074,88	83,04	2997	2874	2001
PZ-PR	304,22	137,62	45,24	50	50	-
Всего:	3971,87	3185,48	80,20	4205	4051	2657

По образцам кернового материала исследованы коллекторские свойства, которые включают следующие параметры: открытая и полная пористость, плотность, проницаемость, насыщенность нефтью и водой, гранулометрический состав. Виды стандартных исследований, проведенных на керне представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 Виды стандартных исследований, проведенных на керне

Виды исследований	Скважины	Кол-во
<i>Стандартные исследования</i>		
Пористость открытая/полная, образец	№№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495, 500, 501	4008/1289
Проницаемость горизонтальная/вертикаль ная, образец	№№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495, 500, 501	3207/547
Плотность породы/зерен, образец	№№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 205, 208, 211, 248, 271, 285, 290, 294, 300, 301, 302, 307, 308, 312, 316, 321, 330, 331, 333, 334, 335, 343, 344, 346, 347, 351, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495, 500, 501	2288/3964
Гранулометрический состав, образец	№№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 285, 290, 294, 307, 334, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495, 500, 501	1651
Карбонатность, образец	№№1, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 18, 19, 22, 24, 26, 28, 29, 30, 285, 290, 294, 307, 330, 334, 458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495, 500, 501	1620
Минералогический анализ, образец	№№22, 28, 29, 30, 201, 202, 203, 204, 248, 294, 300, 307, 321, 334, 335, 458, 474, 479, 481, 482	797
Кальциметрия, образец	№№202, 203, 204, 335	346
Боковой керн, образец	№№22, 29	22
Литолого- петрографическое описание шлифов, образец	№№458, 474, 479, 480, 481, 482, 493, 495	115

Шлам извлечён и изучен в 123 скважинах. Керн, отобранный боковым грунтоносом, изучен в скважинах №№22, 29.

Коллектора продуктивных горизонтов приурочены к залежам меловых и юрских отложений.

Обоснование граничных значений проницаемости и пористости. Граничное значение проницаемости пород-коллекторов принято равным $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для терригенного и $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ для карбонатного коллектора.

Граничное значение пористости для следующих горизонтов приняты равными: М-II-1 – 11,8%; М-II-2 – 9%; Ю-0+Ю-I – 17,5%; Ю-II – 15%; Ю-IIIa – 6,5%; Ю-IIIг – 13,6%.

Зависимость параметра пористости от пористости. Для построения зависимости $R_{п}=f(K_{п})$ использовались данные параметра пористости и коэффициента пористости, соответствующие атмосферным условиям. Зависимости описываются уравнениями:

$$R_{п}=K_{п}^{-1,74} \quad R^2=0,99 \text{ – мел;}$$

$$R_{п}=K_{п}^{-1,927} \quad R^2=0,99 \text{ – Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV;}$$

$$R_{п}=K_{п}^{-1,92} \quad R^2=0,99 \text{ – Ю-IIIa.}$$

Зависимость параметра насыщения от водонасыщенности. С целью вычисления показателя насыщенности «n» по данным специального анализа керн построен график зависимости параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности. Зависимость $R_{н}=f(K_{в})$ описывается уравнением:

$$R_{н}=K_{в}^{-1,964} \quad R^2=0,99 \text{ – мел;}$$

$$R_{н}=K_{в}^{-1,97} \quad R^2=0,99 \text{ – Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV;}$$

$$R_{н}=K_{в}^{-2,00} \quad R^2=0,99 \text{ – Ю-IIIa.}$$

Полученные параметры использованы для количественной интерпретации ГИС.

Таким образом, по результатам исследования стандартного керн определены и уточнены граничные значения проницаемости, пористости, глинистости, коэффициент цементации, коэффициент насыщения и др. По результатам специальных исследований установлены значения остаточной нефтенасыщенности, остаточной водонасыщенности, коэффициента вытеснения нефти, необходимые для гидродинамических расчетов.

Анализ результатов интерпретации геофизических исследований с целью оценки нефтенасыщенности, толщин, коллекторских свойств пластов-коллекторов.

Общее количество скважин по месторождению, принимающих участие в настоящем отчете, составляет 218 единиц, из них горизонтальных скважин – 7 (№№ 450, 451, 452, 453, 454, 455, 457), наклонно-направленных – 6 (№№ 488, 491, 494, 509, 513, 517).

После ДПР на 01.01.2023г. на месторождении пробурены 9 новых скважин - №№489, 490, 491, 493, 494, 495, 496, 498, 499.

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, пробуренных на глинистом буровом растворе и с полимерными добавками, с удельным весом 1,0-1,6 г/см³, вязкостью 25-58 сек, водоотдачей 8-10 см³ за 30 мин и у.э.с 0,04-2 Ом при t=25-78,8⁰С. В качестве добавок использовались крахмал, бишофит, УЩР, КССБ, КМЦ и др.

Геофизические исследования в скважинах были выполнены сервисными компаниями АО «Казпромгеофизика», ТОО «КазРосГеофизика», «Weatherford», ТОО «БатысГеофизСервис», ТОО ГК «Каспий»,

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

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

Для определения качества цементировки колонн проводился АКЦ.

С целью мониторинга процесса разработки на месторождении выполняются геофизические исследования по контролю за разработкой. За период с 01.01.2023г по 01.01.2026г исследования по определению работоспособности интервалов перфорации, профиля притока и характера поступающего флюида, дебита скважины выполнены в 36 скважинах в количестве 44 исследований. Определение приемистости интервалов перфорации, дебита скважины проведено в 18 скважинах в количестве 22 исследований. Также при выполнении данных исследований определяется забойное давление и температура и решается задача по выявлению возможных заколонных перетоков и интервалов негерметичности эксплуатационной колонны.

Исследования ГИС-контроля выполнены сервисными компаниями ТОО «КазПромГеофизика», АО «Компания ГИС», ТОО «КазРосГеофизика», «Technotek», «Batys Drilling Service Company», «Weatherford», ТОО «СервисДалаГруп», ТОО «БатысГеофизСервис» комплексными приборами, включающим высокочувствительную термометрию (ВТ), манометрию (МН), разностороннюю расходомерию (РГД малый и большой), термоиндикатор притока (СТИ), резистивиметрию (РЕЗ), локатор муфтовых соединений (ЛМ) и гамма каротаж (ГК).

Интерпретация ГИС. 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.

Определение объемной глинистости проводилось по методам ГК и ПС по двойному разностному параметру с использованием зависимости Ларионова В.В.

Для расчета пористости использовались методы ГГКп, НК, АК, при этом учитывалось наличие метода в скважине и качество записи.

Коэффициент нефтенасыщенности по данным ГИС рассчитывался по уравнению Арчи. Граничное значение водонасыщенности принято равным 60%.

При интерпретации использовано сопротивление пластовой воды для М-II \approx 0,065 Омм, для Ю-0 \approx 0,053 Омм, для Ю-I-II \approx 0,045 Омм, Ю-III \approx 0,04 Омм, для PR-PZ \approx 0,03 Омм.

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 по ГИС.

Для определения характера поведения коллекторов в разрезе продуктивной толщи был проведен статистический анализ. Характеристика толщин продуктивных горизонтов представлена в таблице 2.2.3; статистические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.3 Сравнение характеристики толщин горизонтов

Толщина	Наименование	Горизонты									
		М-II	Ю-0 русл.	Ю-0 нерусл.	Ю-I русл.	Ю-I нерусл.	Ю-II	Ю-IIIa	Ю-III	Ю-IV	PZ
Общая	Средняя, м	19,03	23,5	24,8	28,5	23,1	12,2	5,3	12,4	31,9	24,5
	Интервал изменения, м	0,4-48,5	13,8-47	0,7-56,2	1-33,7	0,8-46	0,7-34,6	0,7-14,4	1-39,4	14-43,6	1,6-94,8
	Коэффициент вариации	0,312	0,312	0,465	0,473	0,671	0,683	0,828	0,721	0,34	0,825
Нефтенасыщенная	Средняя, м	8,6	16,5	6,2	20,2	4,1	4,7	3,3	10,1	2,8	11,5
	Интервал изменения, м	0,6-24,9	3,8-27,5	0,7-26	6,1-29,8	0,6-9,8	0,7-12,2	0,7-8,3	0,8-20,7	1,9-3,6	2,8-27,1
	Коэффициент вариации	0,551	0,322	0,731	0,760	0,633	0,521	0,715	0,834	0,31	0,727
Водонасыщенная	Средняя, м	5,6	14,8	6,3	13,7	13,2	7,3	4,3	6,9	24,6	4,3
	Интервал изменения, м	0,4-26,4	7-22,1	0,7-20,2	1,5-22,8	0,5-26	0,7-29,5	0,8-7,2	1,8-36,4	9,7-37,5	1,6-8
	Коэффициент вариации	0,831	0,391	0,849	0,846	0,896	0,718	0,544	0,875	0,47	0,458
Эффективная	Средняя, м	7,8	25,2	8,72	15,6	6,87	7,3	3,3	18,7	25,4	9,9
	Интервал изменения, м	0,4-28,3	18,6-44,1	0,7-26	1-30,2	0,8-32,6	0,7-29,5	0,7-14,4	1-36,4	9,7-37,5	1,6-27,1
	Коэффициент вариации	0,433	0,311	0,580	0,852	0,910	0,716	0,485	0,688	0,47	0,829

Таблица 2.2.4 Сравнение статистических показателей характеристик неоднородности горизонта

Горизонт	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
		среднее значение	коэффициент вариации	среднее значение	коэффициент вариации
М-II	18	0,32	0,311	9,5	0,275
Ю-0 русл.	18	0,88	0,174	3,6	0,575
Ю-0 нерусл.	19	0,3	0,725	6,1	0,465
Ю-I русл.	19	0,89	0,09	3,8	0,545
Ю-I нерусл.	17	0,51	0,523	5,3	0,547
Ю-II	13	0,9	0,366	3,25	0,563
Ю-IIIa	13	0,8	0,640	3	0,551
Ю-III	13	0,83	0,130	2,9	0,911
Ю-IV	9	0,78	0,25	4,9	0,450
PZ	13	0,7	0,389	5	0,866

Результаты оценки коллекторских свойств продуктивных отложений и их насыщенности, определенных по ГИС, по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин приведены в таблице 2.2.5.

Ниже приводятся емкостные фильтрационные характеристики продуктивных горизонтов согласно вышеуказанной таблице.

Таблица 2.2.5 Характеристика коллекторских свойств и насыщенности продуктивных горизонтов

Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5
Горизонт М-II-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	24	25	-
	Количество определений	349	407	-
	Среднее значение	210,62	0,19	-
	Интервал изменения	1,01-2607	0,118-0,329	-
	Коэффициент вариации	1,789	0,205	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	206	182
	Количество определений	-	1015	642
	Средневзвешен. значение	-	0,18	0,49
	Интервал изменения	-	0,12-0,28	0,40-0,73
	Коэффициент вариации	-	0,15	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	45	-	-
	Количество определений	180	-	-
	Среднее значение	290,4	-	-
	Интервал изменения	0,82-5244,87	-	-
	Коэффициент вариации	3,38	-	-
Горизонт М-II-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	7	7	-
	Количество определений	35	43	-
	Среднее значение	158,65	0,189	-
	Диапазон изменения	2,53-772,61	0,128-0,242	-
	Коэффициент вариации	1,12	0,17	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	57	41
	Количество определений	-	84	58
	Средневзвешен. значение	-	0,17	0,53
	Диапазон изменения	-	0,12-0,23	0,40-0,68
	Коэффициент вариации	-	0,14	0,14
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	3	-	-
	Количество определений	14	-	-
	Среднее значение	1125,7	-	-
	Диапазон изменения	32,92-1283,52	-	-
	Коэффициент вариации	0,72	-	-
Г объект (М-II-1+М-II-2)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	24	25	-
	Количество определений	384	450	-
	Среднее значение	205,88	0,189	-
	Диапазон изменения	1,01-2607	0,118-0,329	-
	Коэффициент вариации	1,767	0,201	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	206	183
	Количество определений	-	1099	700
	Средневзвешен. значение	-	0,18	0,50
	Диапазон изменения	-	0,12-0,28	0,40-0,73
	Коэффициент вариации	-	0,15	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	49	-	-
	Количество определений	221	-	-
	Среднее значение	348,69	-	-

	Диапазон изменения	0,82-5244,87	-	-
	Коэффициент вариации	2,65	-	-
Горизонт Ю-0-1Б русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	-
	Количество определений	143	145	-
	Среднее значение	481,18	0,272	-
	Интервал изменения	2,39-2190	0,195-0,347	-
	Коэффициент вариации	0,69	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	32	30
	Количество определений	-	107	84
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,55
	Интервал изменения	-	0,19-0,34	0,40-0,71
	Коэффициент вариации	-	0,09	0,13
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	12	-	-
	Количество определений	52	-	-
	Среднее значение	65,08	-	-
	Интервал изменения	5,72-265,0	-	-
	Коэффициент вариации	1,40	-	-
Горизонт Ю-0-2 русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	10	19	-
	Среднее значение	568,24	0,277	-
	Интервал изменения	51,4-2069,8	0,249-0,307	-
	Коэффициент вариации	0,82	0,07	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	14	12
	Количество определений	-	25	21
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,50
	Интервал изменения	-	0,22-0,36	0,42-0,62
	Коэффициент вариации	-	0,09	0,10
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	2	-	-
	Количество определений	45	-	-
	Среднее значение	138,66	-	-
	Интервал изменения	41,0-1015,0	-	-
	Коэффициент вариации	2,08	-	-
Горизонт Ю-1 русловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	99	107	-
	Среднее значение	1222,95	0,268	-
	Интервал изменения	16-4686	0,183-0,323	-
	Коэффициент вариации	0,88	0,12	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	10	10
	Количество определений	-	39	34
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,55
	Интервал изменения	-	0,19-0,30	0,42-0,70
	Коэффициент вариации	-	0,08	0,14
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	24	-	-
	Среднее значение	538,96	-	-
	Интервал изменения	6,0-1303,29	-	-
	Коэффициент вариации	1,03	-	-
II-объект (Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-1 русловые)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	8	-
	Количество определений	252	271	-
	Среднее значение	776,05	0,270	-
	Интервал изменения	2,39-4686	0,183-0,347	-
	Коэффициент вариации	0,65	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	50	46
	Количество определений	-	171	139
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,54
	Интервал изменения	-	0,19-0,36	0,40-0,71

	Коэффициент вариации	-	0,09	0,14
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	18	-	-
	Количество определений	101	-	-
	Среднее значение	195,9	-	-
	Интервал изменения	5,72-1303,29	-	-
	Коэффициент вариации	1,88	-	-
Горизонт Ю-IIIa				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	11	11	-
	Среднее значение	0,1-465,52	0,157	-
	Интервал изменения	46,62	0,081-0,313	-
	Коэффициент вариации	2,823	0,458	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	105	101
	Количество определений	-	432	413
	Средневзвешен. значение	-	0,15	0,61
	Интервал изменения	-	0,07-0,33	0,40-0,89
	Коэффициент вариации	-	0,30	0,19
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	9	-	-
	Количество определений	32	-	-
	Среднее значение	753,57	-	-
	Интервал изменения	10,6-2905,2	-	-
	Коэффициент вариации	1,49	-	-
Горизонт Ю-III				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	15	15	-
	Количество определений	441	467	-
	Среднее значение	2771,03	0,271	-
	Интервал изменения	1,17-10000	0,139-0,358	-
	Коэффициент вариации	1,072	0,140	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	130	130
	Количество определений	-	209	205
	Средневзвешен. значение	-	0,26	0,84
	Интервал изменения	-	0,12-0,31	0,45-0,94
	Коэффициент вариации	-	0,09	0,10
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	55	-	-
	Количество определений	616	-	-
	Среднее значение	4646,24	-	-
	Интервал изменения	0,1-20031,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,46	-	-
III-объект (Ю-IIIa, Ю-III)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	18	18	-
	Количество определений	452	478	-
	Среднее значение	2704,74	0,268	-
	Интервал изменения	0,1-10000	0,081-0,358	-
	Коэффициент вариации	1,097	0,159	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	148	148
	Количество определений	-	645	621
	Средневзвешен. значение	-	0,23	0,80
	Интервал изменения	-	0,07-0,33	0,40-0,94
	Коэффициент вариации	-	0,23	0,16
Гидродинамическое исследование скважин	Количество скважин	60	-	-
	Количество определений	703	-	-
	Среднее значение	4297,72	-	-
	Интервал изменения	0,1-20031,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,52	-	-
Ю-0-1A				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	-
	Количество определений	1	9	-
	Среднее значение	126,23	0,242	-
	Интервал изменения	-	0,19-0,26	-
	Коэффициент вариации	0	0,087	-

Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	18	8
	Количество определений	-	27	10
	Средневзвешен. значение	-	0,22	0,49
	Интервал изменения	-	0,17-0,28	0,40-0,57
	Коэффициент вариации	-	0,11	0,10
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Горизонт Ю-0-1Б нерусловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	8	8	-
	Количество определений	77	77	-
	Среднее значение	645,41	0,252	-
	Интервал изменения	1,08-5600	0,18-0,321	-
	Коэффициент вариации	1,36	0,14	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	93	73
	Количество определений	-	196	114
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,48
	Интервал изменения	-	0,17-0,30	0,40-0,63
	Коэффициент вариации	-	0,12	0,12
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	6	-	-
	Количество определений	10	-	-
	Среднее значение	5,92	-	-
	Интервал изменения	0,073- 17,06	-	-
	Коэффициент вариации	1,04	-	-
Горизонт Ю-0-2 нерусловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	16	16	-
	Количество определений	147	154	-
	Среднее значение	588,99	0,245	-
	Интервал изменения	1-10000	0,176-0,327	-
	Коэффициент вариации	2,82	0,120	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	105	84
	Количество определений	-	323	190
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,50
	Интервал изменения	-	0,16-0,31	0,40-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,11	0,13
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4	-	-
	Количество определений	9	-	-
	Среднее значение	10,64	-	-
	Интервал изменения	4,17-37,5	-	-
	Коэффициент вариации	1,27	-	-
Горизонт Ю-I (А+Б) нерусловые				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	7	7	-
	Количество определений	52	56	-
	Среднее значение	647,05	0,255	-
	Интервал изменения	1,87-9200	0,186-0,315	-
	Коэффициент вариации	2,322	0,140	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	35	32
	Количество определений	-	107	68
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,51
	Интервал изменения	-	0,19-0,32	0,40-0,65
	Коэффициент вариации	-	0,13	0,14
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	1	-	-
	Количество определений	1	-	-
	Среднее значение	38	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
IV-объект (Ю-0-1А+Ю-0-1Б+Ю-0-2+Ю-1А+Ю-1Б нерусловые)				
Лабораторные	Количество скважин	23	23	-

исследования керна	Количество определений	277	296	-
	Среднее значение	613,91	0,249	-
	Интервал изменения	1-10000	0,176-0,327	-
	Коэффициент вариации	2,347	0,133	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	147	129
	Количество определений	-	656	385
	Средневзвешен. значение	-	0,24	0,50
	Интервал изменения	-	0,16-0,36	0,40-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,13	0,13
Гидродинамическ ие исследования скважин	Количество скважин	16	-	-
	Количество определений	29	-	-
	Среднее значение	10,08	-	-
	Интервал изменения	0,073-38,0	-	-
	Коэффициент вариации	1,19	-	-
V-объект (горизонт Ю-II)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	3	3	-
	Количество определений	68	73	-
	Среднее значение	688,87	0,276	-
	Интервал изменения	1,25-2685,29	0,18-0,327	-
	Коэффициент вариации	0,79	0,09	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	46	38
	Количество определений	-	112	76
	Средневзвешен. значение	-	0,25	0,54
	Интервал изменения	-	0,17-0,31	0,41-0,67
	Коэффициент вариации	-	0,12	0,12
Гидродинамическ ие исследования скважин	Количество скважин	8	-	-
	Количество определений	27	-	-
	Среднее значение	610,7	-	-
	Интервал изменения	1,39-4818,32	-	-
	Коэффициент вариации	1,81	-	-
VI-объект (горизонт Ю-IV)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	-
	Количество определений	52	52	-
	Среднее значение	1861,99	0,239	-
	Интервал изменения	1,18-10000	0,14-0,309	-
	Коэффициент вариации	1,579	0,18	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	3
	Количество определений	-	4	4
	Средневзвешен. значение	-	0,18	0,56
	Интервал изменения	-	0,12-0,21	0,47-0,60
	Коэффициент вариации	-	0,22	0,09
Гидродинамическ ие исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
VII-объект (горизонт PZ)				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	-	3	3
	Количество определений	-	29	29
	Средневзвешен. значение	-	0,11	0,60
	Интервал изменения	-	0,09-0,17	0,42-0,73
	Коэффициент вариации	-	0,17	0,13
Гидродинамическ ие исследования скважин	Количество скважин	-	-	-
	Количество определений	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-

	Интервал изменения		-	-
	Коэффициент вариации		-	-

Как видно из таблицы, юрские горизонты – русловые Ю-0 и Ю-I, нерусловые Ю-0 и Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV – по данным лабораторных анализов керна характеризуются более высокой пористостью, чем меловой горизонт М-II, соответственно имея значения 0,270 доли ед. в русловых Ю-0, Ю-I; 0,249 доли ед. в нерусловых горизонтах Ю-0, Ю-I; 0,276 доли ед. в Ю-II, 0,268 доли ед. в Ю-III; 0,239 доли ед. в Ю-IV и 0,189 доли ед. в горизонте М-II. Проницаемость по керну по продуктивным горизонтам варьирует в пределах от 0,1 до 10000 мкм²*10⁻³, а для юры 2704,74 мкм²*10⁻³ (Ю-III), 688,87 мкм²*10⁻³ в Ю-II, 776,05 мкм²*10⁻³ (русловые Ю-0, Ю-I), 613,91 мкм²*10⁻³ (нерусловые Ю-0, Ю-I). Высокие коэффициенты вариации связаны с большим разбросом значений проницаемости по керну.

По результатам геофизических исследований скважин средняя пористость для мелового (М-II) и юрских горизонтов (Ю-0 и Ю-I-русловые и Ю-0 и Ю-I-нерусловые, Ю-III) составляет соответственно 0,18 доли ед. для мела; 0,26 доли ед. для русловых Ю-0, Ю-I; 0,24 доли ед. для нерусловых Ю-0, Ю-I; 0,25 доли ед. для Ю-II, 0,23 доли ед. для Ю-III, 0,18 доли ед. для Ю-IV. В горизонте PZ средняя пористость по ГИС равна 0,11 доли ед.

Коэффициенты вариации по пористости по данным керна и результатам ГИС близки по значению и варьируют от 0,08 до 0,46.

Коэффициент нефтенасыщенности для мелового горизонта (М-II) составляет 0,50 доли ед; 0,54 доли ед. – для русловых Ю-0, Ю-I; 0,50 доли ед. – для нерусловых Ю-0, Ю-I, 0,54 доли ед. для Ю-II, для горизонта Ю-III он выше и составляет 0,80 доли ед. В горизонте Ю-IV средняя нефтенасыщенность равна 0,56 доли ед., в PZ – 0,60 доли ед.

По результатам гидродинамических исследований средний коэффициент проницаемости составляет для горизонта М-II – 348,69 мкм²*10⁻³, для русловых Ю-0, Ю-I – 195,9 мкм²*10⁻³, для нерусловых Ю-0, Ю-I – 10,08 мкм²*10⁻³, для Ю-II и Ю-III – 610,7 мкм²*10⁻³ и 4646,24 мкм²*10⁻³.

В таблице 2.2.6 приведены статистические ряды распределения проницаемости.

Коллекторские свойства, определенные разными методами, отличаются по своим значениям. Высокое качество отбора керна и данные, полученные при изучении керна, позволяют сопоставить величину пористости пород, оцененную по керну и при интерпретации кривых ГИС. Значение пористости по керну и по ГИС близки между собой. 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 средние значения проницаемости по объектам, определенные по керну и по ГДИС незначительно разнятся. 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.

Таким образом, наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами и наиболее выдержанными по площади и по разрезу являются коллекторы основного продуктивного горизонта Ю-III, в котором сосредоточена большая часть запасов нефти.

Таблица 2.2.6 Статистические ряды распределения проницаемости горизонта

Интервалы изменения, 10 ⁻³ мкм ²	По данным ГИС													По данным лабораторного изучения керна												
	Число случаев													Число случаев												
	М-II-1	М-II-2	Ю-0-1Б русл.	Ю-0-2 русл.	Ю-I русл.	Ю-IIIа	Ю-III	Ю-0-1Б нерусл.	Ю-0-2 нерусл.	Ю-I нерусл.	Ю-II	Ю-IV	PR-PZ	М-II-1	М-II-2	Ю-0-1 Б русл.	Ю-0-2 русл.	Ю-I русл.	Ю-IIIа	Ю-III	Ю-0-1Б нерусл.	Ю-0-2 нерусл.	Ю-I нерусл.	Ю-II	Ю-IV	PR-PZ
0,1-1	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-
1-10	170	12	-	-	-	207	-	-	-	-	-	2	24	75	4	5	-	-	1	10	10	44	9	5	7	-
10-100	467	46	47	15	17	147	34	90	148	57	52	2	3	139	14	31	3	12	1	26	21	57	17	11	7	-
100-200	5	-	26	5	15	26	24	23	37	7	18	-	-	38	8	13	2	-	-	19	6	8	5	-	1	-
200-300	-	-	6	-	1	8	24	1	5	2	4	-	-	29	3	16	2	-	-	8	3	6	2	3	2	-
300-400	-	-	3	-	-	1	17	-	-	1	1	-	-	10	3	13	-	-	-	8	3	1	3	4	-	-
400-500	-	-	1	1	1	1	6	-	-	1	1	-	-	17	-	10	-	-	1	13	2	1	2	4	5	-
500-600	-	-	1	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	8	2	9	-	4	-	9	4	3	-	5	3	-
600-700	-	-	-	-	-	2	7	-	-	-	-	-	-	5	-	7	-	1	-	10	3	2	2	4	2	-
700-800	-	-	-	-	-	2	8	-	-	-	-	-	-	5	1	7	1	4	-	4	-	3	1	4	3	-
800-900	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	5	-	7	-	-	-	13	1	-	3	6	2	-
900-1000	-	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	-	-	4	-	6	-	3	-	11	2	-	-	5	1	-
1000-2000	-	-	-	-	-	2	38	-	-	-	-	-	-	11	-	16	1	23	-	92	18	10	4	16	9	-
2000-3000	-	-	-	-	-	1	13	-	-	-	-	-	-	3	-	3	1	17	-	71	2	3	2	1	2	-
3000-4000	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	40	1	1	-	-	-	-
4000-5000	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	16	-	3	-	-	1	-
5000-6000	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36	1	-	1	-	-	-
6000-7000	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	1	-
7000-8000	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-
8000-9000	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	1	-	-	2	-
9000-10000	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	1	-	4	-
>10000	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	1	-	-	-	-

2.3 Состав и свойства нефти и газа

Свойства пластовой нефти месторождения в целом исследованы на основе 99 проб. В частности, М-II-1 (Северный свод) – 17 проб; М-II-1 (Южный свод) – 7 проб; Ю-0-16 (Северный свод) – 4 пробы; Ю-Ia-Ю-0-2 – 10 проб (Северный свод); Ю-0-2- Ю-0-16 – 12 проб (Южный свод); Ю-III – 43 пробы; Ю-II – 6 проб (Южный свод). Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях исследованы по 91 пробой.

Лабораторные исследования пластовой нефти проводились в лаборатории исследования пластовых флюидов на установке «FLUID-EVAL» (Франция), в соответствии с существующим МВИ 2 №02-2017 «Методика выполнения измерений. Методы исследования пластовых флюидов и сепарированной нефти». Данные по скважине приведены в таблице ОПК (Приложение 1). Отобранные глубинные пробы нефти были доставлены в лабораторию исследования пластовых флюидов филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз». Компонентный состав выделившегося газа определен на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000» (ГОСТ 31371.3-2008). Настоящий стандарт устанавливает метод определения компонентного состава нефтяного газа, содержащего углеводороды, а также неуглеводородные компоненты. Компонентный состав разгазированной нефти определен на газожидкостном хроматографе «Хроматэк-Кристалл – 5000», согласно стандарту «ASTM D2887-2008».

2.3.1. Состав и свойства нефти и конденсата в поверхностных условиях

Свойства дегазированной нефти по продуктивным горизонтам по всем пробам приведены в таблице П.2.3.1. Диапазоны изменения и средние значения параметров по горизонтам представлены в таблице 2.3.1.

Северный свод. Горизонт М-II-1-2. Плотность нефти в поверхностных условиях в среднем принимается на уровне $830,4 \text{ кг/м}^3$. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна $14,9 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $5,9 \text{ мм}^2/\text{с}$. Среднее содержание парафина составляет 10,2 масс%. Концентрация серы колеблется от 0,1 до 0,3 масс%, в среднем составляя 0,2 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 9,8 и 0,5 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C , в среднем достигает 47,1%.

Южный свод. Горизонт М-II-1. Средняя плотность нефти составляет $829,7 \text{ кг/м}^3$. Кинематическая вязкость при 20°C в среднем равна $10,8 \text{ мм}^2/\text{с}$, при 50°C – $4,5 \text{ мм}^2/\text{с}$. Среднее содержание парафина составляет 6,5 масс%. Содержание серы колеблется от 0,04 до 0,3 масс%, в среднем составляя 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем

равно 9,1 и 0,4 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем равно 45,7%.

Северный свод. Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту Ю-0-1 – 835,0 кг/м³, Ю-0-2 – 835,2 кг/м³, Ю-I – 831,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C – 17,1 мм²/с, при 50°C – 5,6 мм²/с. Содержание парафинов составляет 8,9 масс%. Концентрация серы колеблется от 0,02 до 0,2%, в среднем составляя 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов составляет 10,3 масс% и 0,8 масс% соответственно. Светлые фракции, выкипающие при 300°C, в среднем составляют 40,0%.

Южный свод. Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту Ю-0-1 – 824,0 кг/м³, Ю-0-2 – 824,0 кг/м³, Ю-I – 824,0 кг/м³. Кинематическая вязкость при 20°C – 11,8 мм²/с. Содержание парафина в нефти изменяется от 9,8 до 13,1%, в среднем составляя 8,4 масс%. Содержание серы колеблется от 0,04 до 0,3 масс%, в среднем равно 0,14%. Содержание смол и асфальтенов в среднем составляет 8,5 и 0,5 масс%, соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C в среднем – 48,5%.

Горизонт Ю-II. Южный свод.

Свойства поверхностной нефти исследованы по четырем пробам из скважин №248,284 и №470. Плотность нефти в среднем составляет 823,0 кг/м³. Кинематическая вязкость нефти при 20°C составляет 10,2 мм²/с. Содержание серы составляет 0,1 масс%, содержание парафина 5,0 масс%. Содержание смол и асфальтенов – 10,4 и 2,6 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 45,0%.

Горизонт Ю-III. Плотность нефти в поверхностных условиях варьирует от 810,0 до 836,0 кг/м³, в среднем составляя 824 кг/м³. Величина кинематической вязкости нефти при 20°C в среднем равна 16,0 мм²/с, при 50°C – 4,3 мм²/с. Содержание парафина в среднем составляет 9,6 масс%. Содержание серы колеблется от 0,02 до 0,3 масс%, в среднем составляя 0,1 масс%. Содержание смол и асфальтенов в среднем равно 9,9 и 0,4 масс% соответственно. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, в среднем достигает 45,2%.

Свойства стабильного конденсата

Состав и свойства стабильного конденсата горизонта М-I исследованы на основе одной пробы из скважины 343. По результатам исследования плотность конденсата в

стандартных условиях составляет 720,0 кг/м³. Величина кинематической вязкости при 20°C равна 0,90 мм²/с. Содержание серы и парафина составляют 0,05 и 1,46 масс% соответственно. Концентрация силикагелевых смол равняется 1,66 масс%. Содержание светлых фракций, выкипающих при 300°C, достигает 85,0%. Замеренные параметры стабильного конденсата приведены в таблице П.2.3.2.

Таблица 2.3.1-Параметры нефти в поверхностных условиях

Параметры				Горизонт М-П-1-2, Северный свод				Горизонт М-П-1, Южный свод					Горизонт Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-1, Северный свод						
				Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	
				скважин	проб	от	до		скважин	проб	от	до			скважин	проб	от		до
Массовая доля серы				мас%	10	18	0,07	0,32	0,17	7	8	0,04	0,32	0,15	10	16	0,02	0,20	0,11
Плотность нефти				кг/м³	10	17	820,0	846,0	830,4	6	8	817,0	847,0	829,7	10	15	820,0	846,0	834,9
Концентрация хлористых солей				мг/дм³	4	4	5,8	27,2	18,4	3	3	12,4	23,3	18,8	5	5	20,4	134,6	47,9
Массовая доля воды				мас%	3	3	0,15	3,00	1,72	3	3	0,12	2,10	0,59	6	6	0,10	0,75	0,29
Содержание смол силикагелевых				мас%	10	18	3,54	18,00	9,83	6	8	2,70	12,74	9,11	10	16	7,11	14,32	10,33
Содержание асфальтенов				мас%	8	16	0,03	1,32	0,50	5	7	0,07	0,78	0,40	10	16	0,17	2,04	0,71
Массовая доля парафина				мас%	10	14	6,31	15,07	10,22	6	8	2,67	10,10	6,47	10	16	3,18	19,70	8,93
Температура плавления парафина				°С	4	4	53,80	58,00	55,95	2	2			55,3	5	5	55,00	57,60	55,70
Температура застывания				°С	7	15	12,0	22,0	15,0	2	2	-4,0	19,0	7,6	9	15	4,0	22,0	15,4
Вязкость кинематическая при 20°С				мм²/с	9	16	6,11	25,20	14,86	6	8	4,92	16,54	10,80	8	13	5,11	33,14	17,15
Фракционный состав		НК		°С	10	18	48	80	62	6	8	45	85	60	9	12	32	125	72
		до 100°С		об. %	10	18	1,0	12,0	5,0	6	8	2,0	15,0	5,5	9	12	2,0	10,0	5,3
		до 150°С		об. %	10	17	10,0	24,0	17,0	6	8	4,0	27,0	14,0	9	16	3,0	19,0	11,6
		до 200°С		об. %	10	17	15,0	33,0	28,0	6	8	20,0	32,0	24,6	9	16	13,0	28,0	20,1
		до 250°С		об. %	10	17	21,0	50,0	39,0	6	8	26,0	45,0	34,3	9	15	23,0	38,0	29,5
		до 300°С		об. %	8	14	30,0	75,0	47,0	4	6	45,0	56,0	45,7	9	14	32,0	52,0	40,0
Параметры				Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-1, Южный свод					Горизонт Ю-П Южный свод					Горизонт Ю-Ш					
				Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения		Среднее значение	
				скважин	проб	от	до		скважин	проб	от	до			скважин	проб	от		до
Массовая доля серы				мас%	7	9	0,04	0,32	0,14	2	2			0,07	25	31	0,02	0,25	0,10
Плотность нефти				кг/м³	6	8	817,0	830,9	824,1	2	2	823,7	825,5	824,6	24	29	810,0	836,0	824,4
Концентрация хлористых солей				мг/дм³	2	2	20,0	30,0	24,9	2	2	17,8	27,8	22,8	15	16	3,2	206,0	38,4
Массовая доля воды				мас%	2	2			0,32						4	6	0,06	1,10	0,40
Содержание смол силикагелевых				мас%	6	8	4,12	11,80	8,86	2	2	8,5	13,3	10,9	25	31	4,41	17,42	9,68
Содержание асфальтенов				мас%	3	5	0,06	1,40	0,71	1	1			2,56	22	23	0,07	0,68	0,35
Массовая доля парафина				мас%	6	8	4,22	13,09	8,65	2	2	3,24	5,97	4,61	24	30	3,30	21,30	8,90

Температура плавления парафина		°С	3	3	55,00	55,20	55,7	2	2			56,0	16	17	54,0	59,0	55,9
Температура застывания		°С	6	7	4,0	20,0	10,6	2	2	-12,0	-7,0	-9,5	18	24	2,0	22,0	8,5
Вязкость кинематическая при 20°С		мм ² /с	6	8	6,20	21,69	11,67	2	2	9,5	11,2	10,3	22	28	6,69	29,80	16,22
Фракционный состав	НК	°С	6	8	14	70	61	2	2			60,0	22	31	26	90	62
	до 100°С	об.%	6	8	1,0	10,0	4,9	2	2	6,0	7,0	6,5	25	31	1,0	15,0	6,0
	до 150°С	об.%	6	8	15,0	20,0	16,3	2	2	17,0	18,0	17,5	25	31	3,0	27,0	15,9
	до 200°С	об.%	6	8	22,0	32,0	25,8	2	2	26,0	28,0	27,0	25	31	12,0	35,0	25,0
	до 250°С	об.%	6	8	31,0	56,0	39,3	2	2	34,0	36,0	35,0	25	31	23,4	46,0	34,2
	до 300°С	об.%	6	6	44,0	57,0	48,0	2	2	45,0	50,0	47,5	23	27	29,7	52,0	45,3

2.3.2. Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Основные результаты лабораторных исследований проб пластовой нефти по всем пробам представлены в табличном приложении П.2.3.2.

Пробы отобраны в последних годах отбирались как при статических, так и при динамических условиях. При текущих термобарических условиях, пластовая смесь по этим пробам находилась в однофазном жидком состоянии, давление насыщения определено ниже давления отбора (Ротб). Соответственно данные пробы могут представлять текущую характеристику флюидальной системы продуктивных горизонтов, при правильном отборе.

Для более детального анализа в рамках отчета «ПЗ-2021г» была построена PVT модель пластового флюида для горизонтов Северного свода – М-II (М-II-1 и М-II-2), Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-0-2а); Южного свода – М-II (М-II-1 и М-II-2), Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-0-2а), Ю-II, Ю-III. Моделирование пластовой нефти выполнялось в симуляторе Schlumberger PVTi. В качестве параметров регрессии уравнения состояния выступали критические свойства (давление и температура) фракций C₇₊. Для настройки плотности использовался коэффициент коррекции объема – shift-параметр. Для расчётов вязкости использована корреляция Лоренца-Брея-Кларка (LBC), а для настройки на экспериментальные данные – коэффициенты полинома LBC. Экспорт модели выполнен в формате «Eclipse black oil» (PVTO/PVDG).

Таблица 2.3.2 - Изученность месторождения Акшабулак Центральный пробками пластовой нефти

Горизонт	Свод	Количество проб
М-II	Северный	17
	Южный	7
Ю-0	Северный	14
	Южный	12
Ю-II	Северный	0
	Южный	6
Ю-III	единый	43
Итого		99

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта М-II (М-II-1 и М-II-2) Северного свода

Согласно результатам интерпретации геологической информации, горизонты М-II гидродинамически разделены на два свода, южный и северный. Как показал анализ результатов лабораторных исследований, свойства пластовой нефти различаются в

северном и южном своде. Согласно результатам исследования 17 глубинных проб Северного свода газосодержание пластовой нефти, по данным стандартной сепарации составило $26,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 4 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Одна проба с низким значением забракована (скв. 11 от 02.04.1991). Средняя плотность сепарированной нефти по результатам стандартной сепарации составила $830,1 \text{ кг}/\text{м}^3$ при стандартном отклонении $\pm 5 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Согласно изученным данным свойства пластовой нефти (газосодержание, плотность дегазированной нефти) изменяются в узких диапазонах, что указывает на отсутствие значимой дифференциации свойств по рассматриваемым горизонтам и пачкам продуктивных отложений в пределах Северного свода.

Вместе с тем, давление насыщения пластовой нефти изменяется по пробам очень сильно (от 2,4 до 10 МПа). Такое изменение не может быть обосновано физическими явлениями. Анализ первичных данных показал, что значительная флуктуация значений параметра связана с результатами исследований лабораторий УзбекНИПИнефть, Тогуз и Мунайгазгеолсервис. Проверка этих данных на соответствие материальному балансу также показала, что получаемые данные этих лабораторий очень низкого качества. Поэтому использование этих данных для обоснования свойств начальной пластовой нефти было сведено к минимуму.

По результатам экспериментальных замеров построены зависимости параметров пластовой нефти от газосодержания (рис. 2.3.1 – 2.3.4). Для отбраковки некачественных значений параметров использовался контроль данных по материальному балансу (табл.2.3.4). Кроме того, все данные оценивались с помощью уравнения состояния для устранения грубых ошибок лабораторных исследований.

Для оценки свойств начальной пластовой нефти осуществлялась математическая рекомбинация состава с использованием полученного среднего значения газосодержания. Составы газа и нефти использовались по результатам исследований лаборатории CoreLab (Великобритания), как наиболее качественные и детальные. По остальным лабораториям состав дегазированной нефти либо отсутствует, либо определение состава осуществлялось с нарушением методик проведения, что привело к некачественным результатам (напр., отсутствие «плюсового» остатка в составе). Свойства фракций нефти были получены путём экспоненциального прогноза от углеводородного числа с учётом соблюдения материального баланса с принятой плотностью и молекулярной массой нефти. Полученный состав пластовой нефти использовался для грубой оценки качества лабораторных результатов, в результате которых были забракованы явно некондиционные значения параметров (давление насыщения, объёмный коэффициент, плотность пластовой нефти).

Параметры пластовой нефти определены согласно модели пластовой нефти, параметры уравнения состояния которой были настроены на воспроизведение адекватных экспериментальных данных. В результате получена модель, характеризующая поведение свойств флюида, максимально приближенная к достоверным значениям параметров, и имеющая физическую взаимосвязь свойств не только при начальных условиях, но и при моделировании разработки залежи на истощение. По полученной модели пластовой нефти рассчитаны свойства для подсчёта запасов, с учётом промысловых условий разгазирования по сепаратору (табл. 2.3.4).

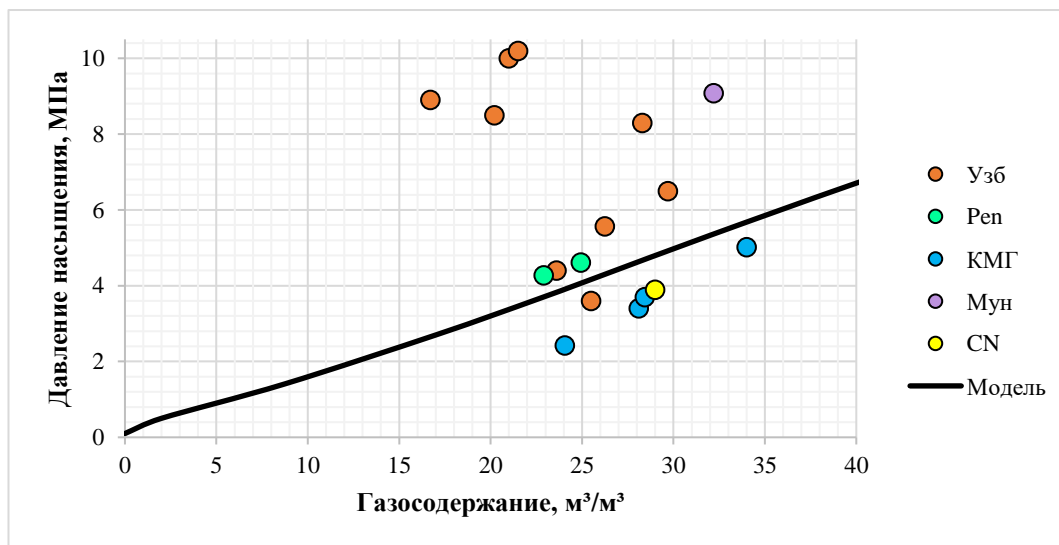


Рис. 2.3.1 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного свода

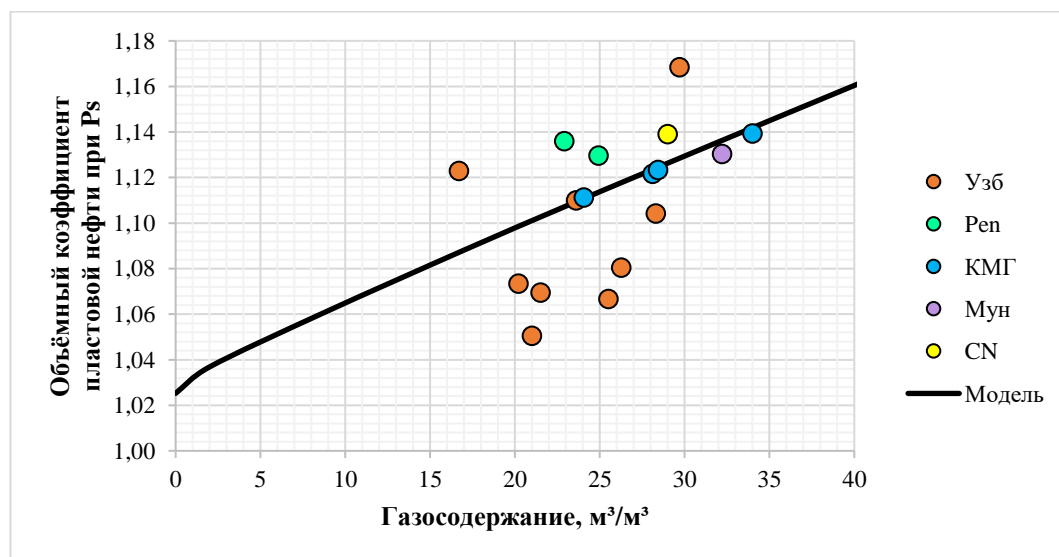


Рис. 2.3.2 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного свода

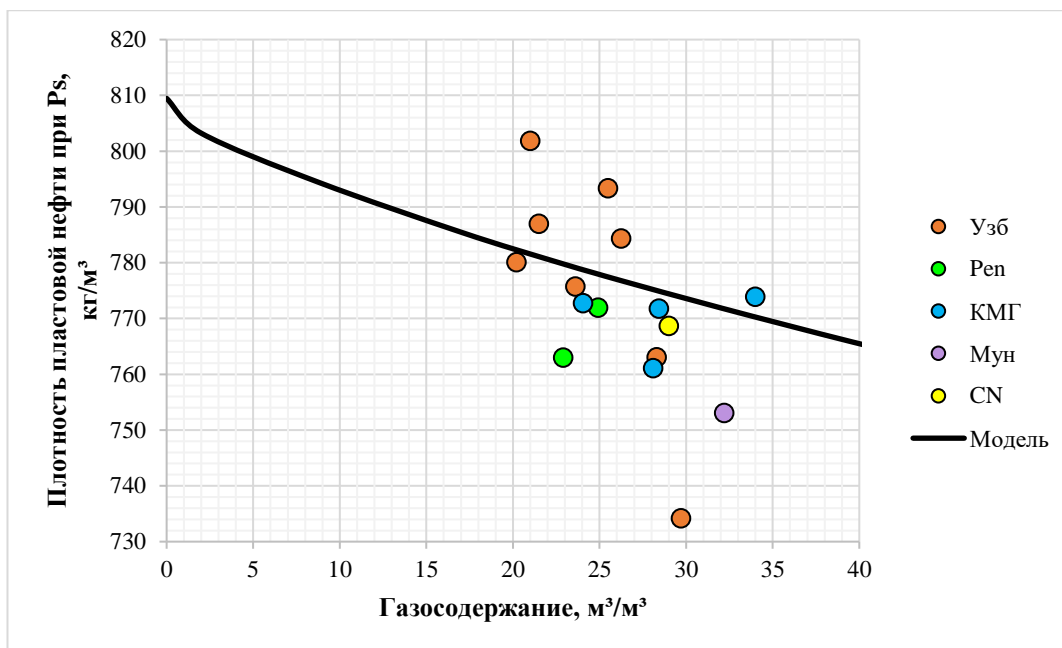


Рис. 2.3.3 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного свода

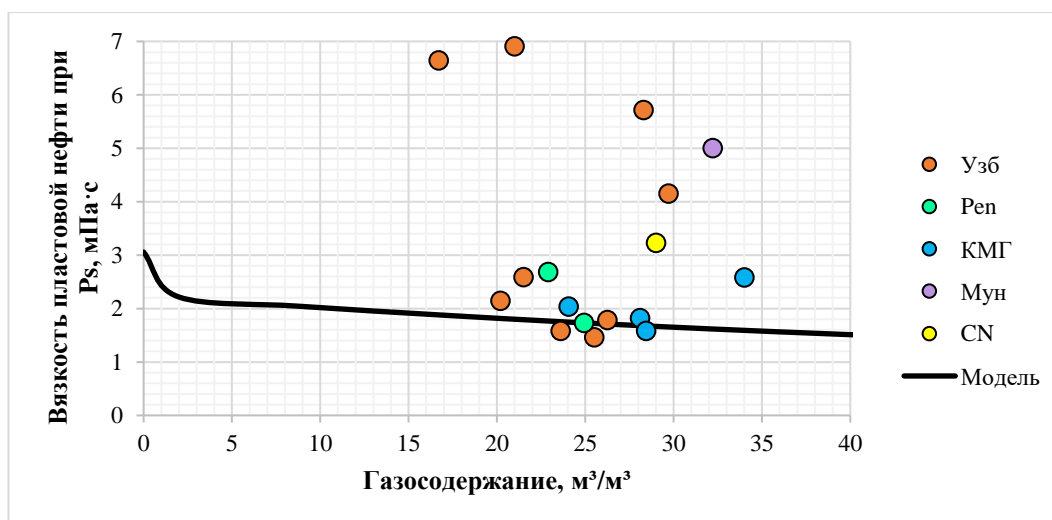


Рис. 2.3.4 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Северного свода

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонт М-II (М-II-1 и М-II-2) Южного свода

Не смотря на небольшое количество отобранных и изученных проб, свойства пластовой нефти Южного свода горизонта М-II по результатам исследований заметно отличаются от свойств нефти Северного свода. Если газосодержание пластовой нефти Северного свода однозначно оценено на уровне $26 \text{ м}^3/\text{м}^3$, то газосодержание пластовой нефти Южного свода оценивается на уровне $53,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, что подтверждается анализом пяти глубинных проб (стандартное отклонение $\pm 5 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Одна проба отобрана с очень высоким для горизонта газосодержанием – $96 \text{ м}^3/\text{м}^3$, и одна частично разгазированная проба с газосодержанием $8 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Средняя плотность сепарированной нефти по результатам стандартной сепарации пяти проб составила $825,7 \text{ кг/м}^3$ (стандартное отклонение $\pm 5 \text{ кг/м}^3$).

Оценка качества результатов лабораторных исследований оценивалась по материальному балансу (табл. 2.3.4), с помощью зависимостей параметров пластовой нефти от газосодержания (рис. 2.3.5 – 2.3.8) и по уравнению фазового состояния, как описывалось выше.

Важно отметить, что в оценке свойств начального флюида существует неопределённость по газосодержанию (скв. 203,9 $\text{м}^3/\text{м}^3$, лаборатория CoreLab), которую можно рассматривать как менее вероятную ввиду наличия проб лаборатории «Каспиймунайгаз» и требующую подтверждения новыми пробами и замерами по добыче УВ флюидов.

После получения модели пластового флюида рассчитаны свойства начальной пластовой нефти с учётом разгазирования нефти через промысловый сепаратор (табл. 2.3.5).

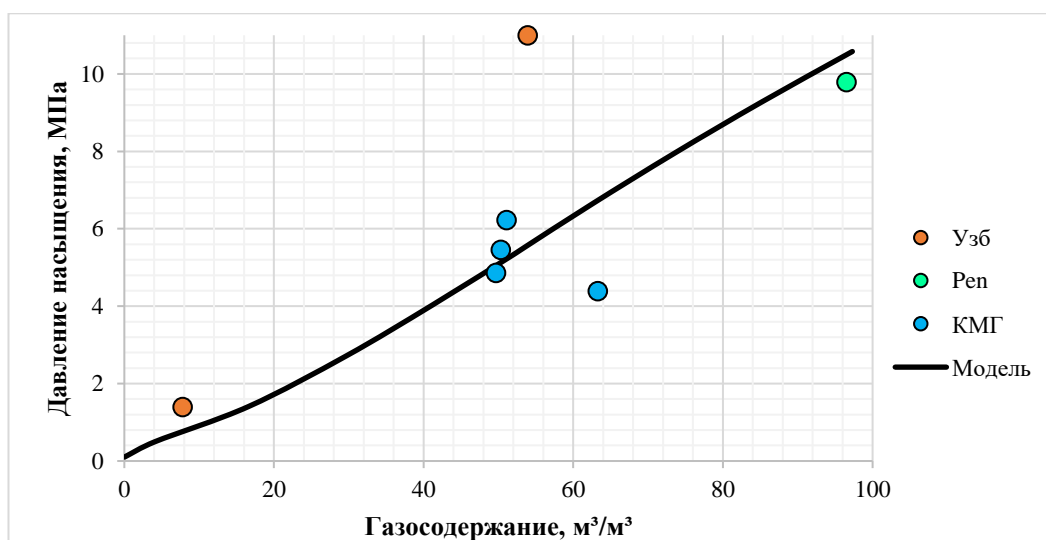


Рис. 2.3.5 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного свода

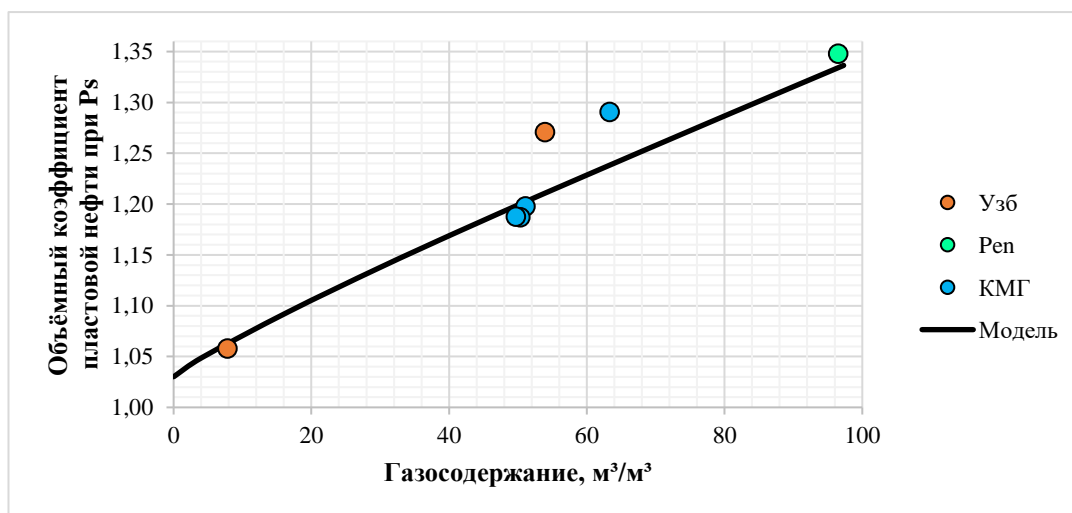


Рис. 2.3.6 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного свода

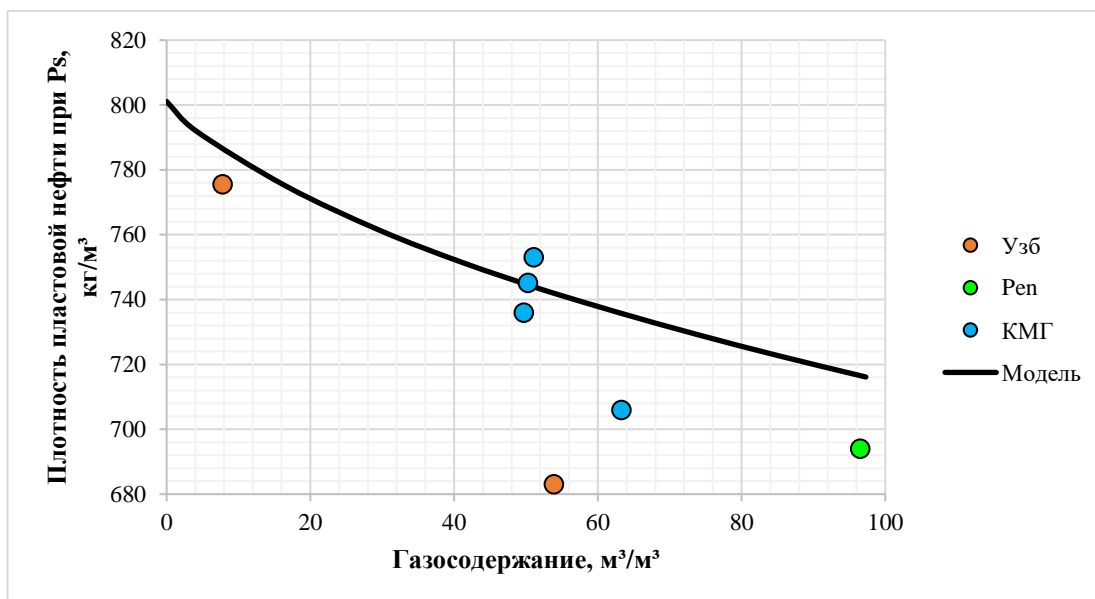


Рис. 2.3.7 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного свода

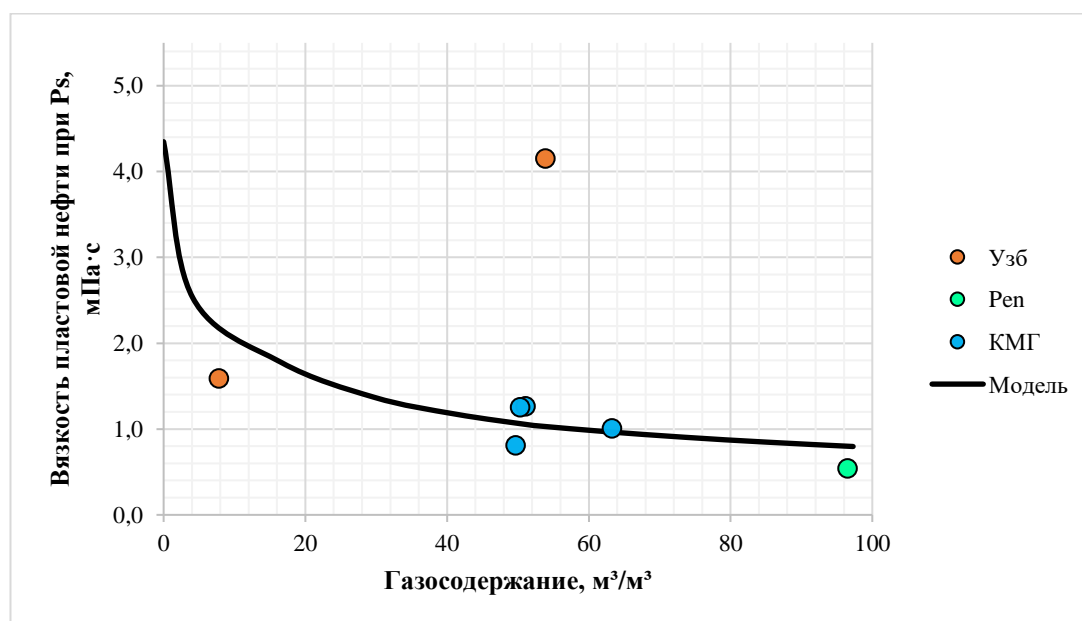


Рис. 2.3.8 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта М-II Южного свода

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а) Северного свода

По горизонту отобрано и исследовано 14 проб пластовой нефти. Однако неопределённость в оценке газосодержания начальной пластовой нефти сохраняется. Газосодержание нефти по начальным пробам, отобранным в 90-ых годах (5 проб, лаборатории «УзбекНИПИнефть» и «Тогуз»), находится в очень широком диапазоне значений, от 45 до 70 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Однако результаты по текущим пробам стабильно дают значения около 51 $\text{м}^3/\text{м}^3$. С учётом значительной недонасыщенности нефти, а также ввиду

малого количества проб с высокими значениями, газосодержание начальной нефти принято $51 \text{ м}^3/\text{м}^3$, как среднее значение. Вместе с тем, сохраняется возможность наличия в пласте более газированной нефти, для использования параметров которой должны быть получены достоверные результаты лабораторных исследований и другие промысловые данные.

В пользу принятого газосодержания говорят результаты исследования четырёх глубинных проб, отобранных в 2004 – 2005 гг и изученных в лаборатории «CoreLab». Данные исследования выполнены на высоком профессиональном уровне, что подтверждается стандартными проверками качества состава (экспоненциальное распределение) и свойств пластовой нефти (мат баланс, уравнение состояния) и стабильно качественным результатом (графики зависимости).

На рис. 2.3.9 – 2.3.16 построены зависимости основных параметров от газосодержания пластовой нефти, а также модель пластовой нефти, построенная с помощью уравнения состояния, настроенного на воспроизведение экспериментальных данных. Получено удовлетворительная сходимость расчёта с экспериментом. Расчёты по модели позволили сделать прогноз свойств пластовой и сепарированной нефти для подсчёта запасов, с учётом условий разгазирования, действующей на промысле месторождения Акшабулак Центральный (табл. 2.3.5).

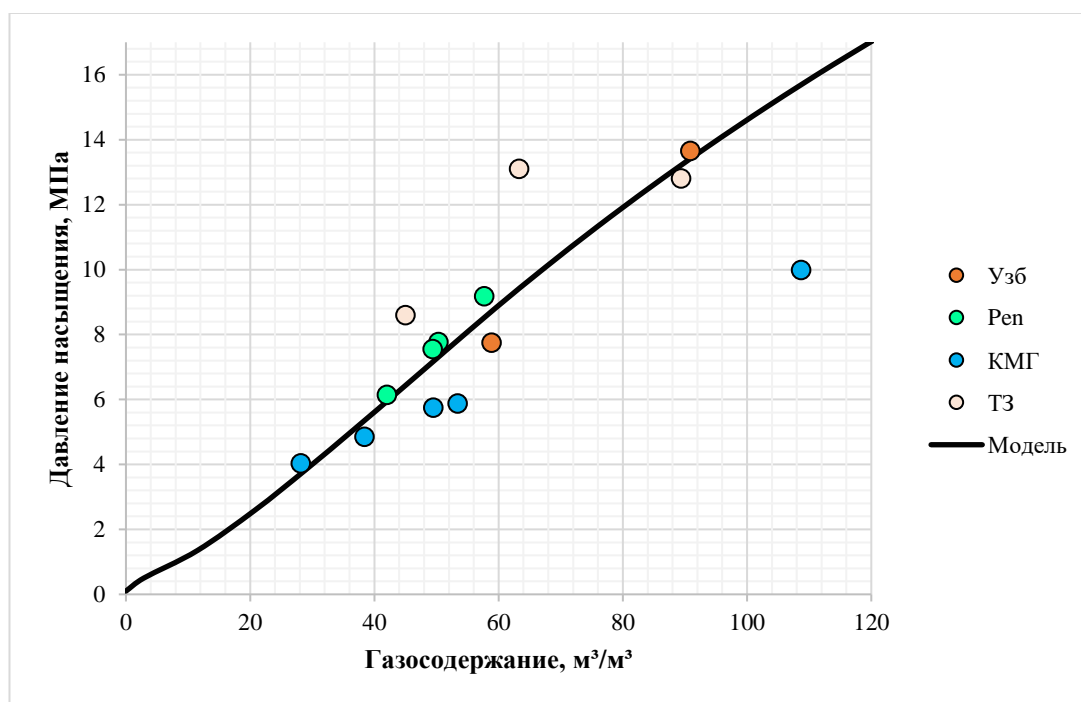


Рис. 2.3.9 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного свода

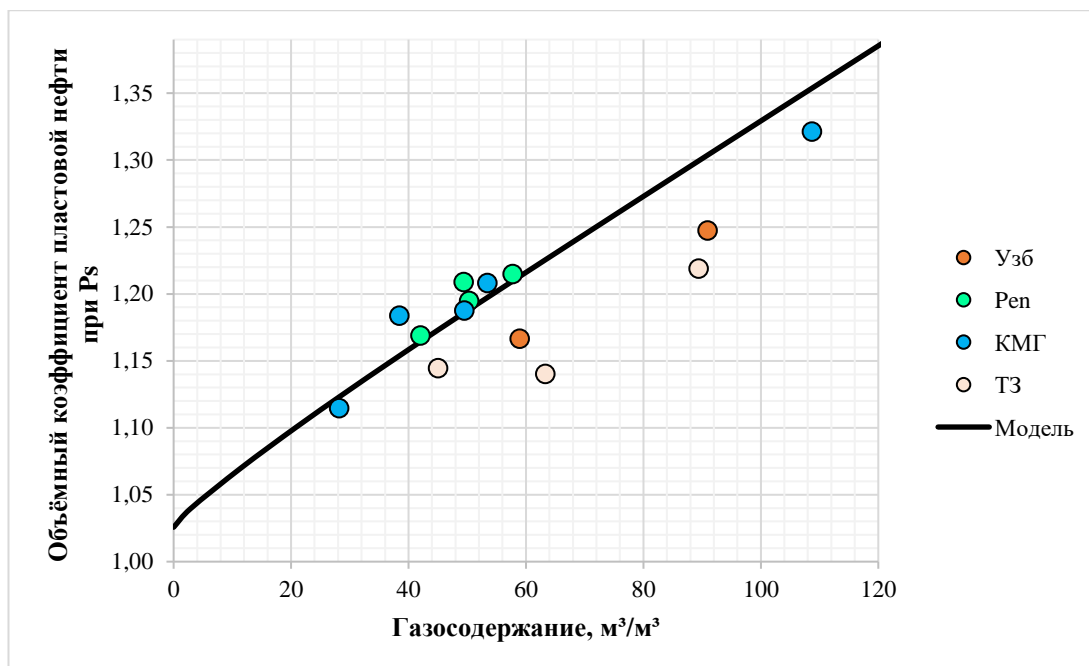


Рис. 2.3.10 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного свода

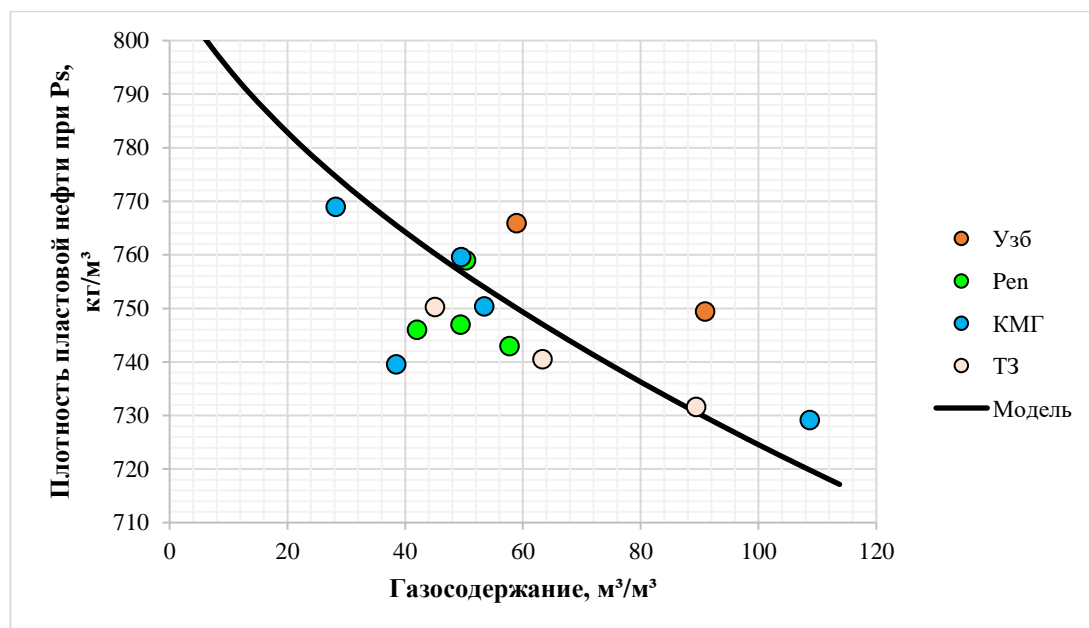


Рис. 2.3.11 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного свода

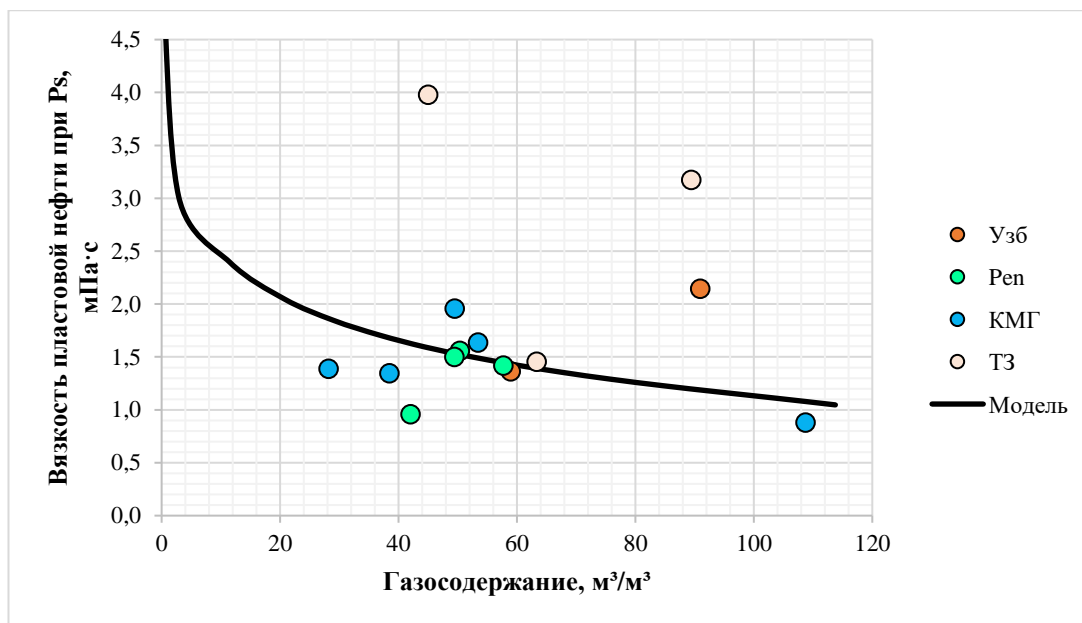


Рис. 2.3.12 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Северного свода

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-0 (Ю-0-1а, Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1а) Южного свода

Как и по горизонту М-П, параметры пластовой нефти Южного свода горизонта Ю-0 значительно отличаются от параметров нефти Северного свода. Газосодержание пластовой нефти по Южному своду выше ($90 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Базовыми пробами здесь являются пробы из скв. 7 и 204, по которым выполнен комплекс лабораторных PVT исследований в компании «CoreLab» (табл.2.3.4).

Взаимосвязь основных параметров устойчивая, и неоднозначности, в определение наклона зависимостей при построении модели пластовой нефти, не вызывает (рис. 2.3.13 – 2.3.16). Тем не менее при определении вязкости пластовой нефти было получено очень мало качественных результатов. Кроме того, большинство лабораторий ограничиваются замерах только при пластовом давлении, ограничивая тем самым возможности качественного описания вязкости нефти как в однофазной, так и в двухфазной области.

Модель пластового флюида строилась на основе состава нефти и газа проб скв. 7 и 204, а также принятого по средним значениям газосодержания, с соблюдением материального баланса со свойствами дегазированной нефти. После настройки уравнения состояния на данные экспериментов, сопоставлении расчётов с данными на графиках, выполнены расчёты свойств нефти с учётом промысловых условий разгазирования по сепаратору, для подсчёта запасов (табл.2.3.3).

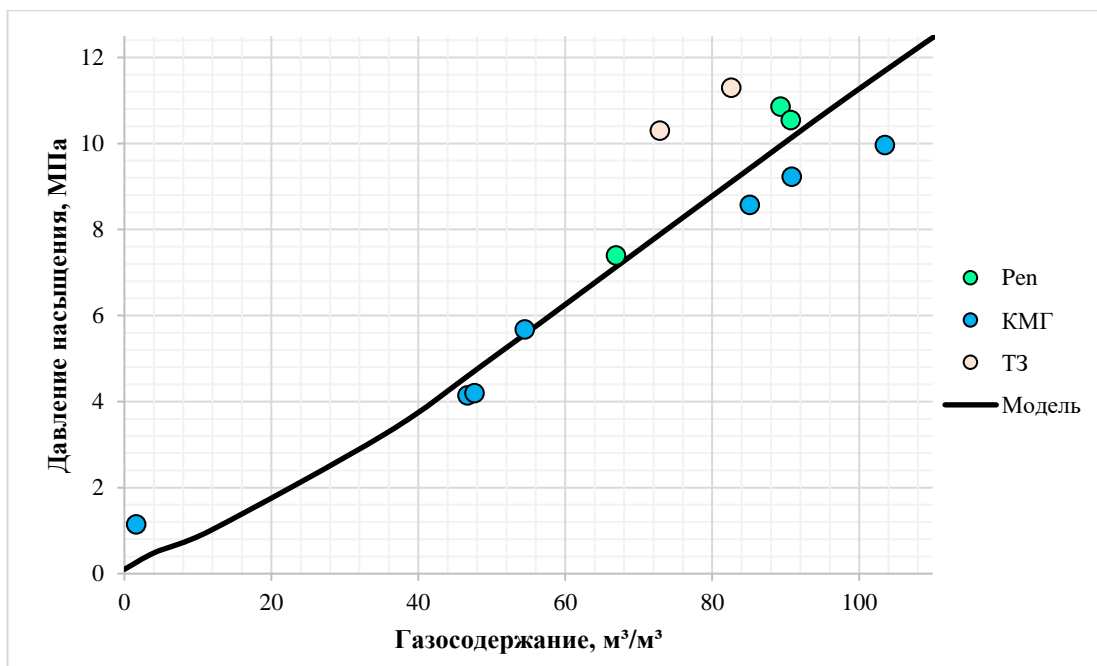


Рис. 2.3.13 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного свода

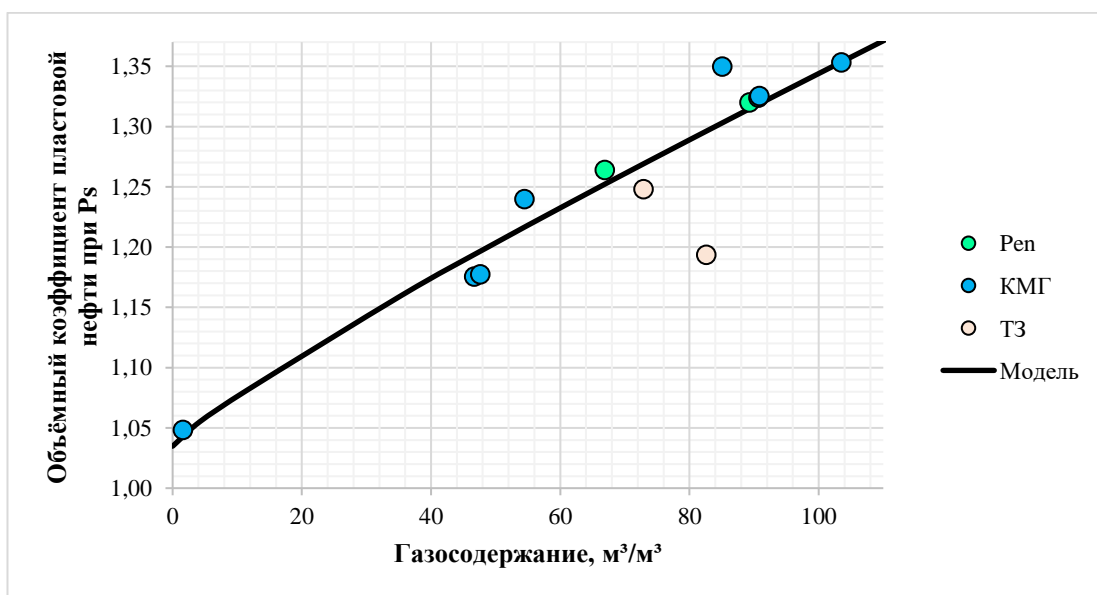


Рис. 2.3.14- Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного свода

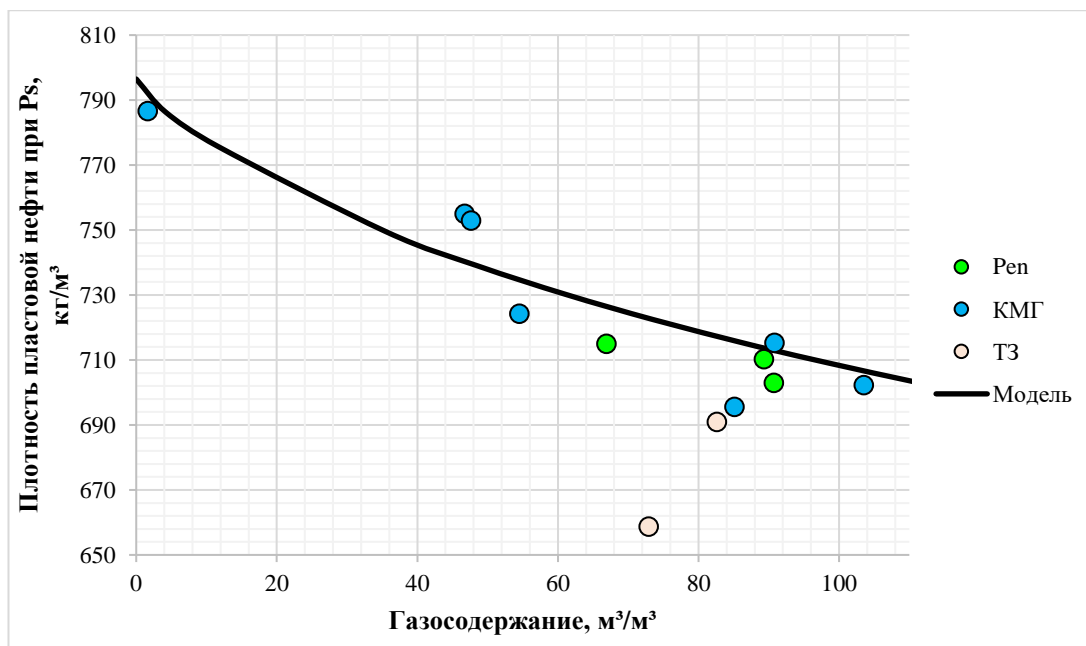


Рис. 2.3.15 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного свода

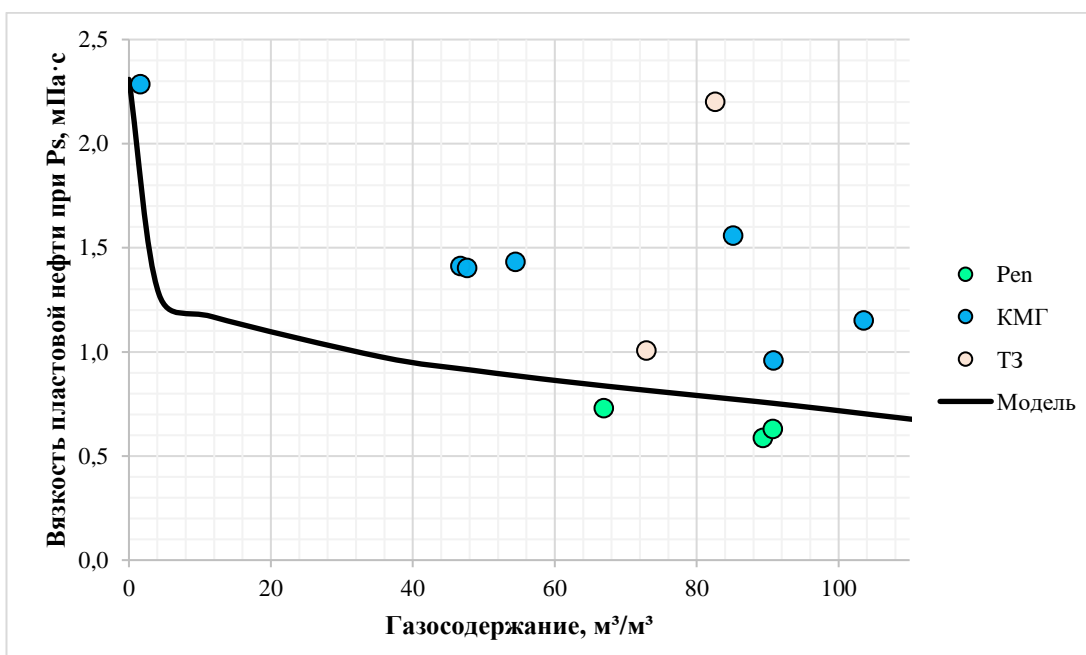


Рис. 2.3.16 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-0 Южного свода

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-II Южного свода

По горизонту Ю-II отобрано всего шесть проб из Южного свода. Газосодержание принято по трём пробам, отобранным из скв. 282, 284 и 470 (12.01.2016), на уровне $118 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (табл.2.3.3). Проба из скв. 470, отобранная в более поздний период (26.11.2016) из того же интервала перфорации, с более низким значением газосодержанием, забракована, ввиду потери части газа, вызванного недостаточно качественной подготовкой скважины, а также отсутствии материального баланса параметров. Проба из скв. 284 с газосодержанием 172

$\text{м}^3/\text{м}^3$ также не может участвовать в обосновании свойств начального флюида, т.к. определённое в лаборатории давление насыщения оказалось выше начального пластового давления, что указывает на двухфазный, некачественный отбор флюида.

Построены зависимости свойств пластовой нефти и приведены расчёты по модели (рис. 2.3.17 – 2.3.20).

В результате моделирования пластового флюида с помощью уравнения состояния были получены свойства пластовой и сепарированной нефти (табл. 2.3.3).

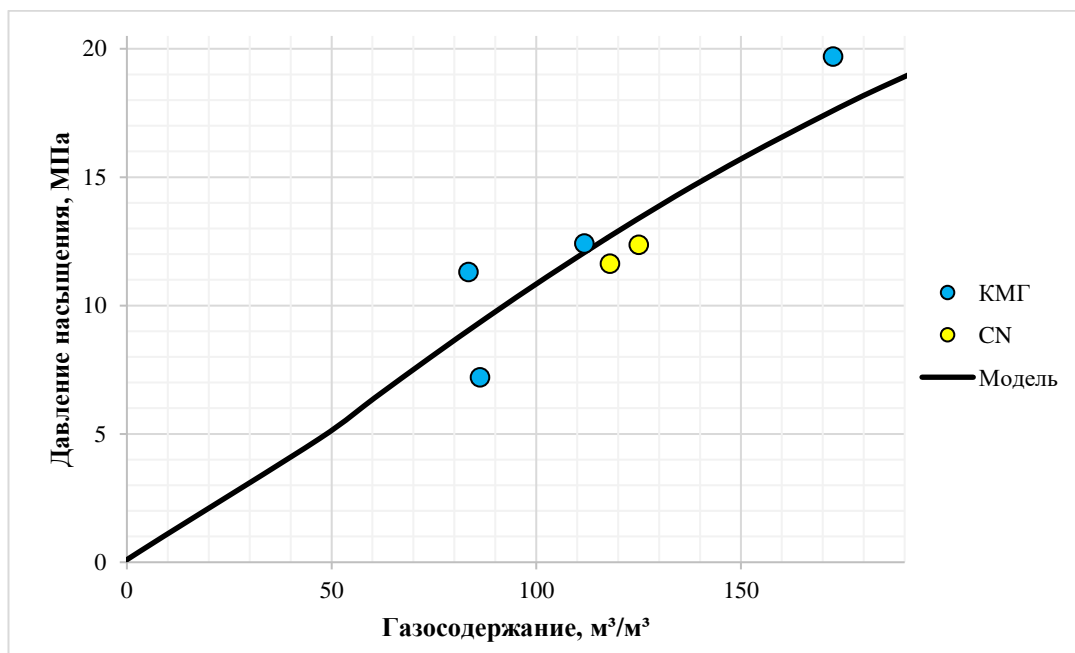


Рис. 2.3.17 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного свода

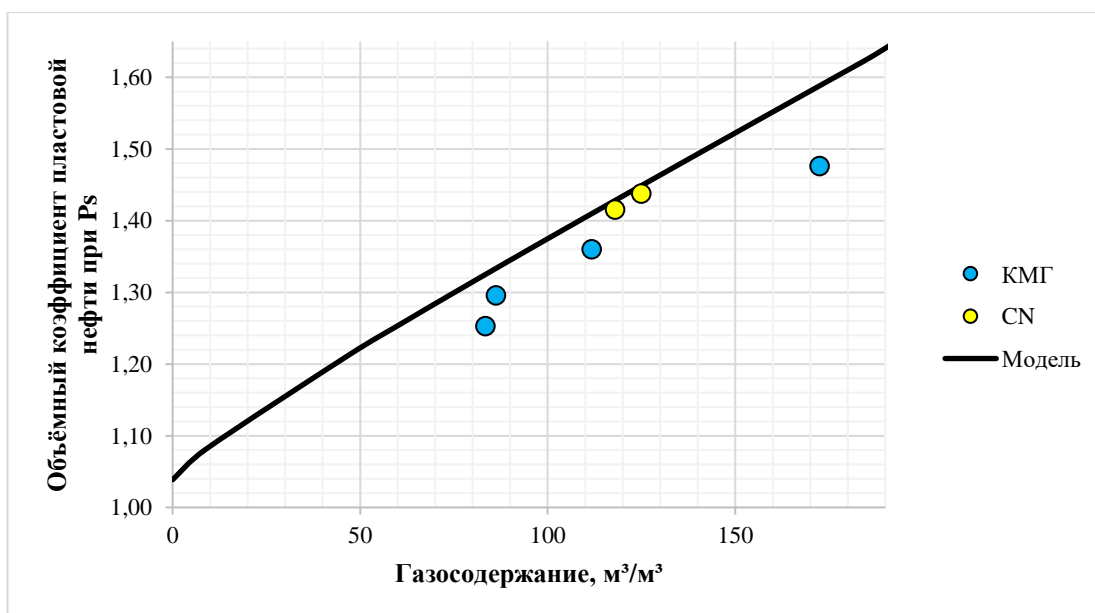


Рис. 2.3.18 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного свода

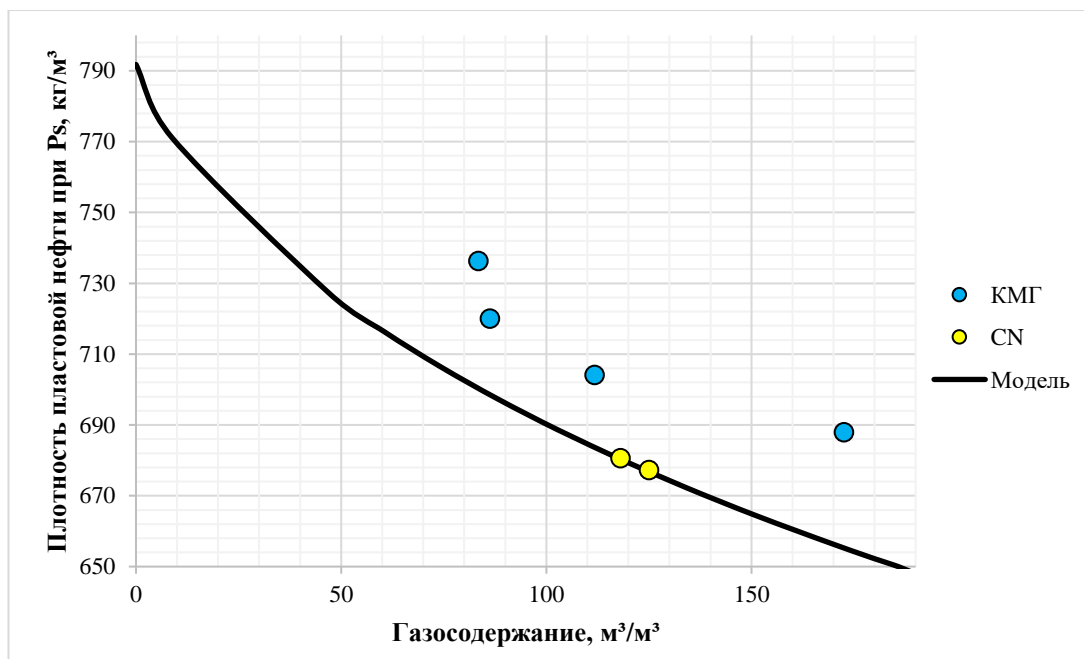


Рис. 2.3.19 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного свода

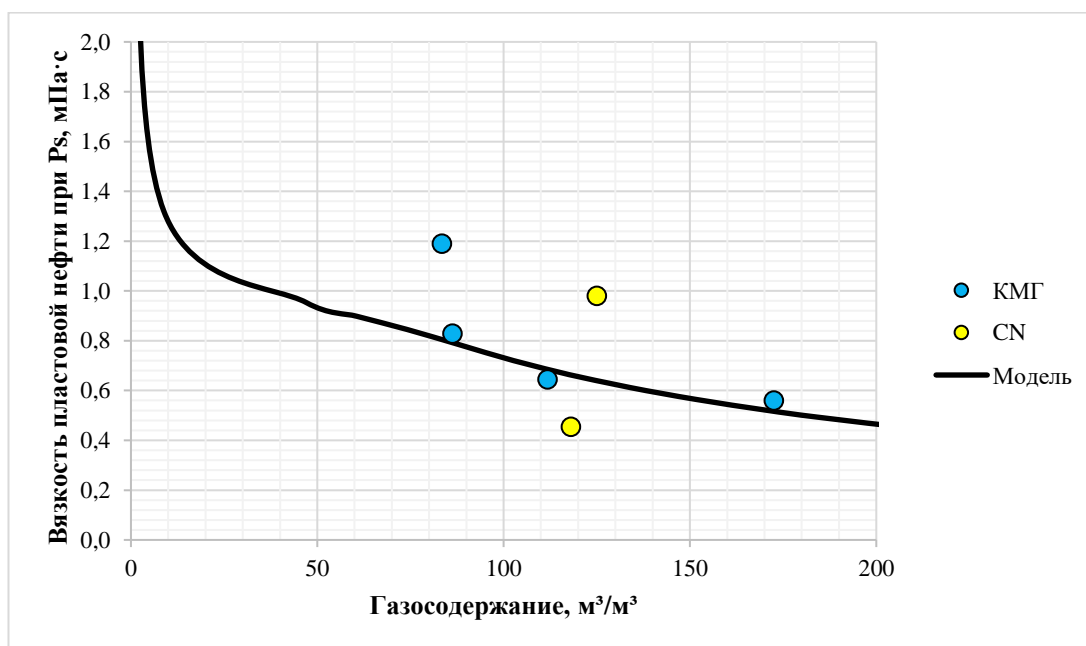


Рис. 2.3.20 - Зависимость вязкости от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-П Южного свода

Горизонт Ю-П Северный свод

Горизонт разобщён с Южным сводом. Проб отобрано не было. Предлагается использовать данные свойства по флюиду Северного свода вышележащего горизонта, т.е. Ю-0 Северного свода.

Анализ и обоснование свойств пластового флюида горизонта Ю-П

Горизонт Ю-III представляет собой единый пласт, без деления на сводов. Свойства пластовой и сепарированной нефти не различаются в пределах горизонта. Замеченные флуктуации значений параметров связаны с неудовлетворительным качеством отбора и анализа некоторых проб.

Горизонт Ю-III наиболее изучен пробами пластового флюида (43 пробы, см. табл.2.3.3), ввиду чего, не смотря на имеющиеся неопределённости, проблем при оценке свойств начального флюида не вызывает. Среднее значение газосодержания по достоверным пробам составило $135 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 11 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Плотность нефти после стандартной сепарации составила $821 \text{ кг}/\text{м}^3$, при стандартном отклонении $\pm 4 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Для создания модели использовались результаты исследования качественных проб с высокой детализацией, проведённые в компании «CoreLab». Построенная модель удовлетворительно описала экспериментальные данные (рис. 2.3.21 – 2.3.24). По результатам моделирования определены свойства пластовой и дегазированной нефти для подсчёта запасов, с учётом условий разгазирования в промысловом сепараторе (табл.2.3.5). Рассчитаны удельные запасы нефти и растворённого газа.

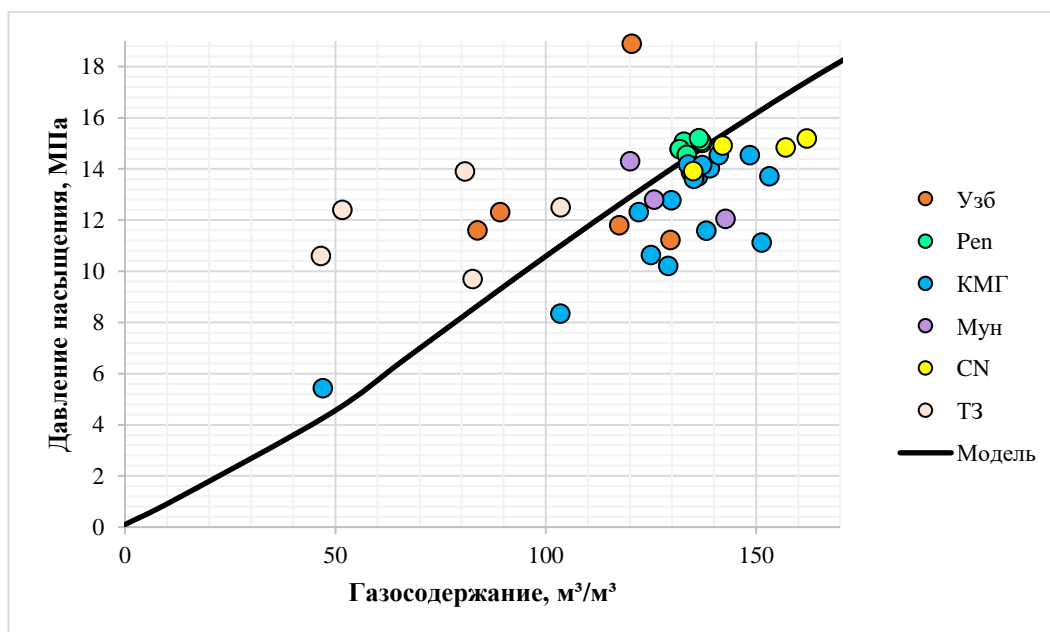


Рис. 2.3.21 - Зависимость давления насыщения от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

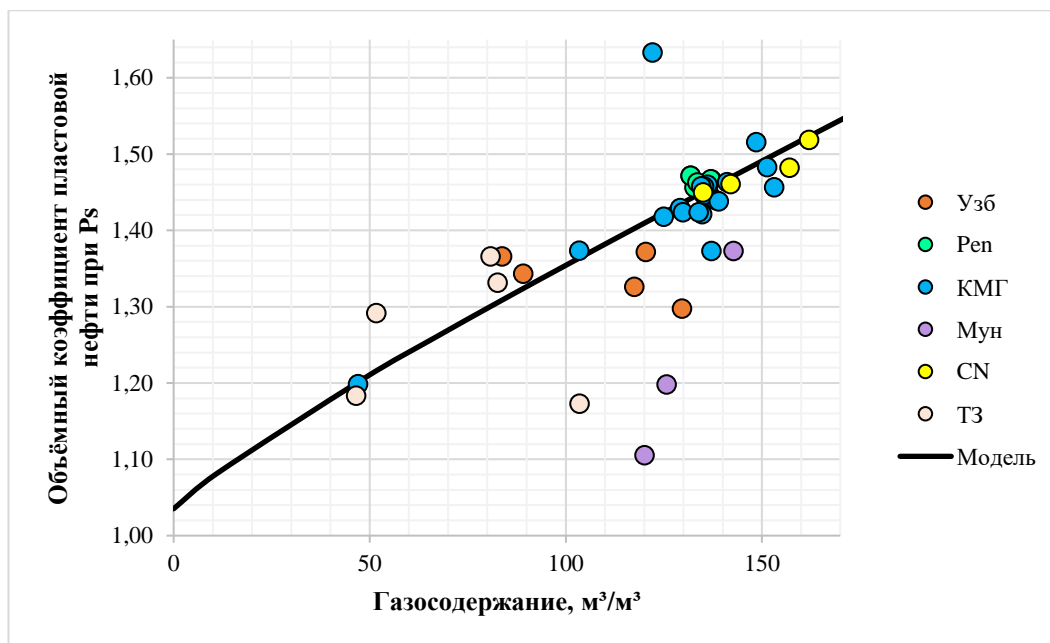


Рис. 2.3.22 - Зависимость объёмного коэффициента от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III

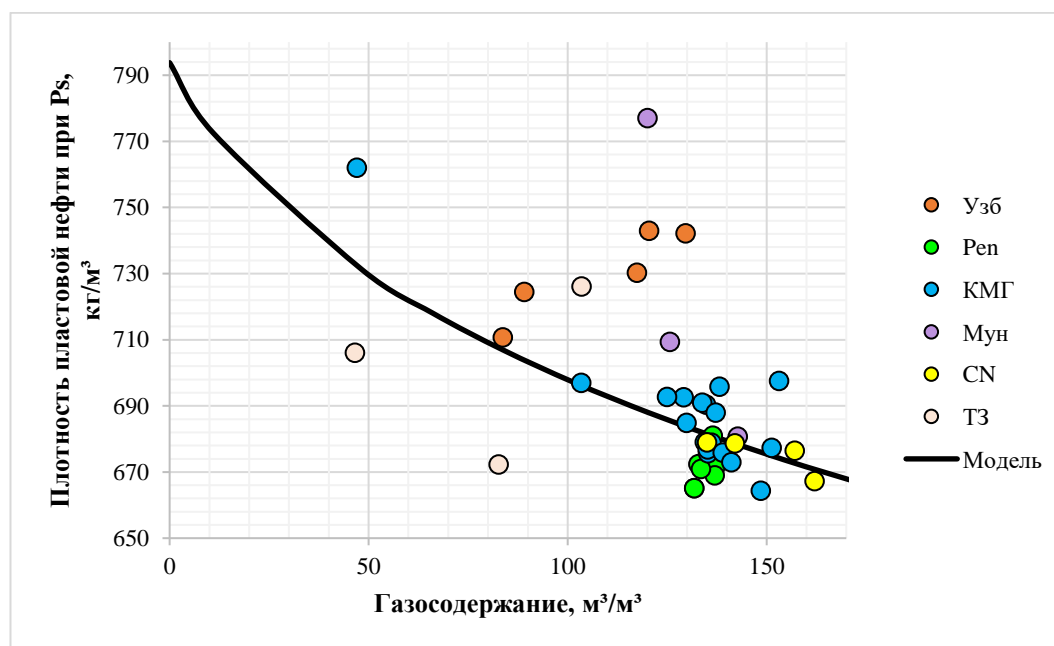


Рис. 2.3.23 - Зависимость плотности от газосодержания пластовой нефти горизонта Ю-III



Таблица 2.3.3 – Утвержденные подсчетные параметры нефти

Параметры	Ед. изм.	М-II север	М-II юг	Ю-0 север	Ю-0 юг	Ю-II юг	Ю-III
Середина глубины залегания а.о.	м	-1514	-1504	-1612	-1585	-1650	-1726
Пластовая температура (Тпл)	°С	70	70	72	72	78	79
Пластовое давление (Рпл)	МПа	16.34	16.20	17.76	17.36	18.50	19.42
Давление насыщения (Ps)	МПа	4.30	5.55	7.40	10.10	12.61	14.55
Плотность пластовой нефти при Рпл	кг/м³	789.9	757.0	767.8	725.3	693.8	690.4
Плотность пластовой нефти при Ps	кг/м³	776.7	742.1	755.8	713.1	680.7	681.5
Вязкость пластовой нефти при Рпл	мПа·с	2.2	1.26	1.84	0.86	0.73	0.58
Вязкость пластовой нефти при Ps	мПа·с	1.7	1.03	1.52	0.75	0.67	0.54
Коэффициент сжимаемости (Рпл - Ps)	1/МПа	14.0E-4	18.7E-4	15.2E-4	23.3E-4	32.2E-4	26.5E-4
Коэффициент температурного расширения при Рпл (Тпл – Тст)	1/°С	5.7E-4	7.1E-4	6.3E-4	9.5E-4	11.3E-4	10.4E-4
Газосодержание (ступенчатая сепарация)	м³/м³	22.8	46.7	44.6	79.0	101.4	119.2
	м³/т	27.5	57.0	53.8	96.7	124.7	146.6
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1.083	1.157	1.145	1.251	1.334	1.371
Объемный коэффициент при Ps	д.е.	1.102	1.181	1.164	1.272	1.360	1.389
Пересчетный коэффициент при Рпл	д.е.	0.923	0.864	0.873	0.799	0.749	0.729
Плотность сепарированной нефти	кг/м³	826.9	819.2	828.3	817.0	813.6	813.4
Плотность суммарного газа	кг/м³	1.265	1.219	1.148	1.142	1.105	1.118
Относит. плотность суммарного газа	air=1	1.050	1.012	0.953	0.948	0.918	0.928
Удельные запасы на 1 м³ эффективного порового объема							
товарной нефти (ρ/b)	т	0.763	0.708	0.723	0.653	0.610	0.593
растворенного газа	м³	21.0	40.3	38.9	63.2	76.0	86.9

2.3.3. Компонентный состав и свойства растворенного газа

Составы газа рассчитаны по моделям пластовых флюидов по стандартной сепарации. По углеводородным компонентам по сухости и жирности растворенный газ продуктивных горизонтов классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотистый. Содержание метана по горизонтам изменяется в пределах 50,73-60,66 моль%. Концентрация этана и пропана принимается в диапазоне 9,28-15,41 моль% и 11,38-15,60 моль%. Неуглеводородная фракция растворенного газа представлена углекислым газом и азотом, величина которых изменяются в диапазонах 0,03-0,54 и 1,24-3,90 моль% соответственно. Сероводород в составе газа по всем горизонтам отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху изменяется в пределах 0,975-1,088. По технической классификации газовые фазы пластовых флюидов является горючими и характеризуется низшей теплотворной способностью на уровне 54548 - 61018 кДж/м³. Данные по компонентному составу и свойствам газов представлены в таблице 2.3.4.

Таблица 2.3.4 - Компонентный состав и свойства газа после однократного разгазирования

Горизонт	Северный свод				Южный свод			Ю-III
	М-П-1-2	Ю-0-1	Ю-0-2	Ю-I	М-П-1	Ю-0	Ю-II	
Компонент	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %	моль %	моль	моль %
N ₂	3,9	2,3	2,52	2,52	2,66	2,05	1,24	2,08
CO ₂	0,08	0,06	0,05	0,05	0,05	0,09	0,54	0,03
C ₁	60,6	55,12	59,1	59,1	50,73	53,88	59,24	53,61
C ₂	9,28	12,5	12,71	12,71	13,85	14,61	14,38	15,41
C ₃	11,38	15,6	12,22	12,22	15,48	15,15	11,87	14,43
i-C ₄	3,34	2,25	2,61	2,61	3,63	2,53	2,21	2,1
n-C ₄	6,39	6,7	6,17	6,17	7,31	6,58	5,14	5,69
i-C ₅	1,57	1,77	1,43	1,43	1,99	1,47	1,35	1,3
n-C ₅	1,86	2	1,67	1,67	1,92	1,94	1,69	1,87
pC ₆	0,84	0,87	0,78	0,78	1,33	1,03	2,35	1,79
pC ₇	0,44	0,48	0,43	0,43	0,47	0,46	0	1,06
pC ₈	0,27	0,29	0,25	0,25	0,47	0,19		0,51
pC ₉₊	0,05	0,07	0,05	0,05	0,11	0,03		0,1
Сумма	100	100	100	100	100	100	100	100
Свойства газа								
Плотность, кг/м ³	1,183	1,242	1,178	1,178	1,311	1,242	1,175	1,271
Отн. плотность	0,982	1,031	0,978	0,978	1,088	1,031	0,975	1,055
Молярная масса, г/моль	23,9	23,8	24	24	23,9	23,8	24	23,8
Теплотворная способность								
Высшая, кДж/м ³	59697	63527	60320	60320	66646	63566	60437	64788
Низшая, кДж/м ³	54548	58105	55115	55115	61018	58140	55212	59271

2.3.4. Компонентный состав и свойства свободного газа

Состав и свойства свободного газа горизонта М-I исследованы по одной пробе из скважины 343. Был проведен отбор проб газа и стабильного конденсата которые в лаборатории на основе КГФ были срекомбинированы. По пробе были проведены полный комплекс исследований. По результатам исследования давление насчала конденсации замерено на уровне 14,7 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости равняется 0,611. Потенциальное содержание конденсата в составе пластового газа составило 79,0 г/м³. Плотность газа при пластовых условиях составляет 0,210 г/см³. По углеводородным компонентам по сухости и жирности пластовый газ продуктивного горизонта М-I классифицируется как высокожирный, низкоуглекислый и низкоазотистый. Содержание метана составляет 64,42 моль%. Коцентрация этана и пропана замерено на уровне 16,45 и 11,18 моль соответственно. Неуглеводородная фракция пластового газа представлена углекислым газом и азотом, величина которых составляют 0,014 и 2,86 моль% соответственно. Сероводород в составе газа отсутствует. Замеренные параметры пластового газа и компонентный состав представлены в таблицах 2.3.5 и 2.3.6.

Таблица 2.3.5 – Свойства пластового газа горизонта М-I

Параметр	Ед.изм.	М-I
Пластовая температура	°С	70,0
Начальное пластовое давление	МПа	15,16
Давление начала конденсации	МПа	14,73
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа (Z)	д.е	0,611
Поправка на отклонение от закона Б-М		1,636
Потенциальное содержание C ₅₊ в пластовом газе	г/м ³	79,05
Мольная доля сухого газа в пластовом флюиде	д.е	0,98
Плотность газа при пластовом давлении	г/см ³	0,210

Таблица 2.3.6 – Компонентный состав и свойства пластового газа

Компонент	Пластовый флюид
	моль %
Азот	2,86
Углекислый газ	0,01
Сероводород	0,00
Метан	64,42
Этан	16,45
Пропан	11,17
Изо-бутаны	1,52
Норм.бутаны	2,02
Изопентан	0,48
Норм.пентан	0,51
Гексаны	0,09
Гептаны	0,07
Октаны	0,12
Нонаны	0,08
Деканы+	0,16

2.3.5. Физические свойства и химический состав подземных вод

Месторождение Акшабулак Центральный в гидрогеологическом отношении находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна. В разрезе месторождения вскрыты и опробованы водоносные комплексы нижнемеловых, юрских отложений и отложений фундамента. Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях. Засушливость климата, отсутствие постоянно действующих рек и значительная удаленность от основных областей питания при наличии водоаккумулирующих коллекторов, а также повсеместная закрытость структур, определяют особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах.

Водовмещающими породами являются песчаники крупнозернистые, слабосцементированные и мелкообломочные гравелиты.

Объем, содержание и методика гидрогеологических исследований

Гидрогеологические исследования проводились в обсаженных скважинах после перфорации водоносных объектов и включали замеры динамических и статических уровней, дебитов.

Химический состав и физические свойства пластовых вод по месторождению анализировались в лаборатории ТОО СП "КазГерМунай" (2017г.), ЦЛ "Экогидрохимгео", ЦЛ "Экогидроаналитик" (2002-2003гг.), лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» (2020г).

По данным единичных замеров пластовых температур и давлений построены графики изменения этих величин с глубиной.

Характеристика водонапорной системы

В комплексе кумкольской свиты выделены и изучены водоносные горизонты среднекумкольской подсвиты (законтурные воды продуктивного горизонта Ю-III) и верхнекумкольской подсвиты (законтурные воды продуктивного горизонта Ю-I-II), а также акшабулакской свиты (законтурные воды горизонта Ю-I).

В водоносном комплексе арыскупского горизонта нижнего неокома выделяется один водоносный горизонт, представляющий подошвенные и законтурные воды продуктивной пачки М-II. Указанные водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения. Приток воды из фундамента получен в скважине №331 (интервал опробования 2031-2041м). Динамический уровень поднялся с 807 м до статического 184 м лишь на 7 сутки прослеживания, что свидетельствует о недостаточно хороших фильтрационных возможностях водоносных отложений фундамента.

Воды юрских продуктивных горизонтов относятся к нижним краевым и подошвенным. Приконтурные воды Ю-III продуктивного горизонта получены совместно с нефтью в скважинах №12 (интервал опробования 1894-1898 м, дебит притока 28,5 м³/сут через 5-мм штуцер) и №28 (интервал опробования 1901-1908 м совместно с 1891-1901 м, дебит притока 253,4 м³/сут через 14-мм штуцер).

Из законтурной зоны Ю-I продуктивного горизонта получены притоки пластовой воды из пяти скважин дебитом от 0,4 м³/сут при средне-динамическом уровне 1224,5 м (скв. №14, интервал опробования 1767-1771 м) до 15,5 м³/сут при среднединамическом уровне 369,5 м (скв. №18, интервал опробования 1792-1798 м). Подошвенные воды Ю-I продуктивного горизонта получены совместно с нефтью в скважине №13 (интервал опробования 1754-1759,5 м) дебитом 74,8 м³/сут. Приток нижних краевых вод получен в скважине №18 (интервал опробования 1728-1747 м) дебитом 12,64 м³/сут при среднединамическом уровне 219,5 м. Воды меловых продуктивных горизонтов относятся к подошвенным. Приконтурные воды М-II-2 продуктивного горизонта получены в скважине №1 (интервал опробования 1705-1709 м), дебитом притока 16,85 м³/сут при среднединамическом уровне 168,5 м.

Из законтурной скважины №10 (интервал опробования 1671-1678 м) М-II-1 продуктивного горизонта получен приток пластовой воды дебитом от 5,6 м³/сут при среднединамическом уровне 1323,5 м.

Подошвенные воды М-II-1 продуктивного горизонта получены совместно с нефтью в скважине №24 (интервал опробования 1651-1665 м) дебитом 57,4 м³/сут при среднединамическом уровне 217,5 м. Приток подошвенной воды также получен в скважине №13 (интервал опробования 1659-1663 м, 1666-1669 м) дебитом 50,54 м³/сут при среднединамическом уровне 169,5 м.

СП «Казгермунай» были проведены исследования по гидропрослушиванию скважин №22 (возмущающая) и скважины №30 (наблюдательная). В реагирующей скважине падение давления наблюдается через 10 часов после начала работы возмущающей скважины. Это подтверждает хорошую гидродинамическую связь, и однородность пласта. После остановки возмущающей скважины давление в реагирующей не восстановилось до первоначального. Второй цикл возмущения дал аналогичную картину.

Состав и свойства подземных вод

По химическому составу пластовых вод в разрезе Южно-Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген-четвертичных отложений. Пластовые воды

этой зоны пресные сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридного состава минерализации, являются фильтрационными активного инфильтрационного гидрохимического режима поверхностных вод.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт-альба характеризуются изменчивыми величинами и минеральным составом: от пресных и слабосолоноватых вод в бортах арыскупского бассейна, аналогичных, по солевому составу верхней зоне, и до высокоминерализованных хлоридно-натриево-кальциевого состава во внутренней части бассейна. Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков на поверхность, частично, фильтрации паводковых вод (долины рек Белеуты и др.).

Водоносные горизонты характеризуются свободным водообменом и неблагоприятными для образования и сохранения залежей углеводородов условиями.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава. Пластовые воды этой зоны относятся, в основном, к седиментогенным элизионного (застойного) гидрохимического режима, с участием фильтрационных поверхностных вод в краевых частях бассейна, где наблюдается увеличение в долевом составе сульфатов и гидрокарбонатов при снижении величины минерализации до 18 г/л.

Благоприятными условиями для формирования и сохранения залежей углеводородов характеризуется нижняя гидрохимическая зона с элизионным гидродинамическим режимом.

Химический состав и физические свойства пластовых вод по месторождению анализировались в лабораториях ТОО СП "КазГерМунай", ЦЛ "Экогидрохимгео" ЦЛ "Экогидроаналитик". В 2020 году в лаборатории Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» были проведены исследования проб воды из следующих скважин №437 (гор. М-II-1), №284, №285 (гор. Ю-II). Проба из скважины №346 (гор. Ю-III) была принята как непредставительная из-за низкой плотности воды ($1,011 \text{ г/см}^3$) и общей минерализации ($20,8 \text{ г/дм}^3$) что нехарактерно для подземных вод данного горизонта.

В целом по месторождению из меловых горизонтов М-II-1 и М-II-2 на лабораторные исследования отобрано 22 пробы воды, из юрских отложений: гор. Ю-0 – 16 проб, Ю-I – 9 проб, Ю-II – 7 проб, Ю-III – 31 проб, фундамент – 1 проба.

Сведения о физико-химическом составе пластовых вод продуктивных горизонтов и их микрокомпонентный состав сведены в таблицах 2.3.7, 2.3.8.

Пластовые воды меловых продуктивных горизонтов М-II-1 и М-II-2 по классификации В. А. Сулина представляют собой рассолы хлоркальциевого типа хлоридной группы натриевой подгруппы.

Величина общей минерализации пластовых вод варьирует от 44,3 до 89,6 г/дм³, в среднем составляя 64,2 г/дм³. Плотность пластовой воды по горизонту меняется от 1,032 до 1,055 г/см³. Среда вод нейтральная, pH = 5,8-7,5. Воды жесткие, величина общей жесткости вод достигает до 369,9 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации (r_{Na^+/rCl^-}) составляет 0,69 - 0,88, что говорит о средней степени метаморфизации подземных вод. Микрокомпонентный состав приконтурных пластовых вод меловых горизонтов представлен содержанием брома – 85,16 мг/дм³, бора – 132,7 мг/дм³, стронция – 11,4-124,8 мг/дм³, фтора – 15,83-16,05 мг/дм³, лития – 1,08-2,39 мг/дм³.

Пластовые воды юрских отложений (горизонты Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Характеризуются средней минерализацией, которая увеличивается с глубиной залегания от 66,4 до 131,3 г/дм³. Для горизонта Ю-0 среднее значение общей минерализации равно 77 г/дм³, для горизонтов Ю-I и Ю-II в среднем равно 74,2 г/дм³ и 77,1 г/дм³ соответственно, для горизонта Ю-III - 100,3 г/дм³.

Удельная плотность воды меняется от 1,040 до 1,076 г/см³. pH среда вод колеблется от кислой - 5,3 до щелочной - 8,4. Воды жесткие, величина общей жесткости меняется от 109,5 до 738,3 мг-экв/дм³. Коэффициент метаморфизации вод (r_{Na^+/rCl^-})=0,64-0,90. Воды низкосульфатные, коэффициент ($r_{SO_4^{2-}100/rCl^-+rSO_4^{2-}}$)=0,03-1,48.

Содержание микрокомпонентов в пробах воды юрских отложений в непромышленных кондициях и в среднем составляет: йод – 4,5 мг/дм³, бром – 106,3 мг/дм³.

Свойства пластовых вод фундамента охарактеризованы одной пробой воды из скважины №331. Общая минерализация вод равна 106,6 г/дм³, плотность воды – 1,076 г/см³. Воды щелочные, pH среда равна 8,4. Величина общей жёсткости достигает 894,6 мг-экв/л. Коэффициент метаморфизации (r_{Na^+/rCl^-})=0,72. Микрокомпонентный состав подземных вод фундамента представлен содержанием лития до 4,1 мг/л, стронция – 276,3 мг/дм³, фтора – 14,5 мг/дм³, бора – 167,6 мг/дм³.

Таблица 2.3.7 - Химический состав и физические свойства пластовых вод

№ пп	№ скв.	Дата отбора анализа	Интервал перфорации,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, мг/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Коэффициент метаморфизации					Тип воды по Судину	Испол-нитель
							HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ²	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺				$\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}}$	$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{-}}$	$\frac{rCl^{-}}{rNa^{+}}$ $\frac{rCl^{-}}{rMg^{+2}}$	$\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}}$ $\frac{rCl^{-}}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rSO_4^{2-}}{100}$ $\frac{rSO_4^{2-}}{rCl^{-}}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт М-II-1																						
1	1П		1652-1654 1660-1670	М-II-1	1,051	7,5	61 1,00 0,04	81 1,68 0,07	45055 1270,55 49,73	4409 220,01 8,61	365 30,00 1,17	23715 1031,60 40,38	73686 2554,85 100,00	73,7	250	0,81	7,33	7,96		0,13	ХК	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
2	7П		1645-1651 1635- 1642	М-II-1	1,04	6,7	183 3,00 0,16	899 18,70 1,03	28400 800,88 43,98	3307 165,02 9,06	182 14,96 0,82	18814 818,41 44,94	51785 1820,97 100,00	51,8	180	1	11,03		0,94	2,28	СН	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
3	30Р		1636-1676	М-II-1	1,051		81 1,33 0,06	180 3,74 0,18	37710 1063,42 49,76	3570 178,14 8,34	180 14,80 0,69	20130 875,66 40,97	61851 2137,09 100,00	61,9	193	0,82	12,04	12,69		0,35	ХК	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
4	201	10.04.03	1619-1635,5	М-II-1	1,055	6,8	219,6 3,60 0,12	472,3 9,82 0,32	54395,7 1534,0 49,56	5506,9 274,8 8,88	256,4 21,08 0,68	28784,8 1252,1 40,5	89635,7 3095,4 100	89,6	296	0,82	13,04	13,37		0,64	ХК	
5	201	26.08.03	1619-1635,5	М-II-1	1,045	7,0	213,5 3,50 0,23	369,6 7,69 0,50	26806,1 755,93 49,26	3724,2 185,84 12,11	216,9 17,83 1,16	12959,5 563,7 36,7	44289,802 1534,5 100	44,3	204	0,75	10,43	10,78		1,01	ХК	
6	201	22.09.03	1619-1635,5	М-II-1	1,051	6,4	247,7 4,06 0,16	544,2 11,32 0,44	44922,5 1266,81 49,39	4080,2 203,60 7,94	220,6 18,13 0,71	24390,7 1061,0 41,4	74405,8 2564,9 100	74,4	222	0,84	11,23	11,35		0,89	ХК	
7	201	15.01.04	1619-1635,5	М-II-1	1,05	6,7	114,1 1,87 0,07	1474,2 30,66 1,07	49581,3 1398,19 48,85	3501,4 174,72 6,10	360,6 29,64 1,04	28206,4 1227,0 42,9	83238,0 2862,1 100	83,2	204	0,88	5,89	5,78		2,15	ХК	
8	203	21.01.04	1633-1637 1640,5-1644,5 1646-1650	М-II-1	1,050	5,8	77,5 1,27 0,04	250,9 5,22 0,18	50918,9 1435,91 49,76	4085,7 203,88 7,07	277,2 22,79 0,79	27962,0 1216,3 42,2	83572,2 2885,4 100	83,6	227	0,85	8,95	9,64		0,36	ХК	
9	203	25.01.04	1633-1637 1640,5-1644,5 1646-1650	М-II-1	1,052	6,1	98,0 1,61 0,05	279,8 5,82 0,19	53674,8 1513,63 49,75	4584,9 228,79 7,52	255,4 20,99 0,69	29239,4 1271,9 41,8	88132,3 3042,7 100	88,1	250	0,84	10,90	11,51		0,38	ХК	
10	237	30.07.18	1631,5-1649	М-II-1 I объект	1,051	6,4	216,55 3,55 0,15	88,25 1,84 0,08	41694,92 1175,80 48,52	4319,77 215,56 8,90	347,59 28,57 1,18	22938,8 997,8 41,2	69605,8 2423,1 100	69,6	244	0,85	7,54	6,23		0,16	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
11	413	18.10.18	1621-1623, 1630- 1637, 1652-1658	М-II-1 I объект	1,047	6,1	305,0 5,00 0,22	201,74 4,20 0,19	39002,84 1099,88 48,78	4079,27 203,56 9,03	285,94 23,50 1,04	21122,4 918,8 40,7	64997,1 2255,0 100	65,0	227	0,84	8,66	7,70		0,38	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
12	419	25.01.20	1610,5-1613,5; 1655-1659	М-II- 1/М-II-2	1,036	7,3	122,0 2,00 0,11	217,6 4,53 0,24	31622,9 891,77 48,14	3518,1 175,55 9,48	219,8 18,07 0,98	17483,2 760,5 41,1	53183,6 1852,4 100	53,2	194	0,85	9,72	7,26		0,50	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
13	446	15.04.20	1631-1632; 1634- 1636; 1644-1645,5	М-II-1	1,033	6,5	161,7 2,65 0,16	293,9 6,11 0,36	28509,9 803,98 47,53	3083,3 153,86 9,10	271,0 22,28 1,32	16152,6 702,6 41,5	48472,4 1691,5 100	48,5	176	0,87	6,91	4,55		0,75	ХК	Лаборатория "Казгермунай"

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
14	502	12.06.20	1632,5-1650,4	М-II-1	1,048	6,8	109,8 1,80 0,07	220,0 4,58 0,19	41178,0 1161,22 47,84	4577,2 228,40 9,41	346,9 28,52 1,17	23051,3 1002,7 41,3	69483,2 2427,2 100	69,5	257	0,86	8,01	5,56		0,39	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
15	503	14.06.20	1621-1623 1629-1632 1639-1640	М-II-1	1,047	6,7	109,8 1,80 0,08	126,6 2,63 0,11	40295,3 1136,33 48,46	4133,5 206,26 8,80	346,7 28,50 1,22	22279,3 969,1 41,3	67291,2 2344,7 100	67,3	235	0,85	7,24	5,87		0,23	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
16	437	13-14.12.20		М-II-1/2	1,042	7,6	119,0 1,95 0,08	422,0 8,78 0,37	41387,0 1167,11 49,53	2806,0 140,02 5,94	243,0 19,97 0,85	23419,0 1018,7 43,2	68396,0 2356,6 100	67,3	235	0,85	7,24	5,87		0,23	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по М-II-1:					1,047	6,7	152,5	382,6	40947,2	3955,4	273,4	22540,5	68251,6	68,2	224,5	0,84				0,68		
Горизонт М-II-2																						
17	13П		1674-1677	М-II-2	1,040	6,7	122 2,00 0,08	178 3,70 0,16	41890 1181,30 49,70	4008 200,00 8,41	2067 169,91 7,15	18846 819,80 34,49	67111 2376,71 100	67,1	370	0,69	1,18	2,13		0,31	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
18	29Р		1652-1666	М-II-2	1,044		530 8,69 0,46	780 16,22 0,86	32630 920,17 48,68	2990 149,20 7,89		18300 796,05 42,11	55230 1890,33 100	55,2	149	0,87				1,73		ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
19	245	27.02.17	1617-1619; 1620-1623; 1626,5-1627; 1628-1630	М-II-2	1,032	6,73	181 2,97 0,20	283,21 5,89 0,39	27633,2 779,26 51,35	2235,69 111,56 7,35	170,19 13,99 0,92	13882,5 603,89 39,79	44385,78 1517,55 100	44,4	125,6	0,77	7,97	12,54		0,75	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
20	250	10.04.17		М-II-2	1,042	6,8	100,7 1,65 0,09	306,86 6,38 0,36	30678,3 865,13 48,19	3289,29 164,14 9,14	239,22 19,66 1,10	16971,9 738,3 41,1	51586,3 1795,2 100	51,6	184	0,85	8,35	6,45		0,73	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"
21	215	10.04.17		М-II-2	1,042	6,8	100,7 1,65 0,09	306,86 6,38 0,36	30678,3 865,13 48,19	3289,29 164,14 9,14	239,22 19,66 1,10	16971,9 738,3 41,1	51586,3 1795,2 100	51,6	184	0,85	8,35	6,45		0,73	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"
22	227	17.08.18	1649-1657	М-II-2 I объект	1,042	6,8	100,7 1,65 0,09	306,86 6,38 0,36	30678,3 865,13 48,19	3289,29 164,14 9,14	239,22 19,66 1,10	16971,9 738,3 41,1	51586,3 1795,2 100	51,6	184	0,85	8,35	6,45		0,73	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по М-II-2:					1,040	6,8	189,2	360,3	32364,7	3183,6	591,0	16990,7	53580,9	53,6	199,3	0,82				0,83		
Горизонт Ю-0-1																						
23	9П		1693-1704 1712-1719 1722-1725	Ю-0-1b	1,040	6,7	85 1,39 0,05	336 6,99 0,26	47215 1331,46 49,40	5100 254,49 9,44	1216 99,96 3,71	23007 1000,80 37,13	76959 2695 100	77,0	354	0,75	2,55	3,31		0,52	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
24	1П		1705-1709	Ю-0-1a	1,055	7,5	61 1,00 0,04	22 0,46 0,02	47925 1351,49 49,81	5210 259,98 9,58	365 30,00 1,11	24600 1070,10 39,44	78183 2713 100	78,2	290	0,79	8,67	9,38		0,03	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
25	24Р		1727-1737	Ю-0-1b	1,062	7	158,6 2,60 0,11	53,08 1,10 0,05	41584,97 1172,70 51,23	4919,82 245,50 10,72	237,92 19,56 0,85	19486,2 847,65 37,03	66440,7 2289,1 100,0	66,4	265	0,72	12,55	16,62		0,09	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
26	204	21.12.03	1682-1708	Ю-0-I	1,052	6,1	234,9 3,85 0,14	314,2 6,54 0,23	49621,4 1399,32 49,62	3916,9 195,45 6,93	151,8 12,48 0,44	27641,0 1202,4 42,6	81880,1 2820,0 100	81,9	208	0,86	15,67	15,79		0,46	ХК	
27	210	06.07.05	1675-1682 1686-1694	Ю-0-I	1,050	6,2	167,1 2,74 0,10	576,8 12,00 0,42	50454,6 1422,82 49,48	4410,2 220,07 7,65	283,3 23,28 0,81	27466,7 1194,8 41,5	83358,8 2875,7 100	83,4	243	0,84	9,45	9,79		0,84	ХК	
28	36	13.03.10		Ю-0-I	1,06	6,6		41,0 0,85 0,03	51850,6 1462,19 49,96	5766,3 287,74 9,83	297,8 24,48 0,84	26468,9 1151,4 39,3	84424,6 2926,7 100	84,4	312	0,79	11,76	12,70		0,06	ХК	
29	259	12.03.17	1693-1700; 1703-1710	Ю-0-I	1,051	5,65	109,2 1,79 0,07	401,61 8,35 0,33	44668,7 1259,66 49,50	4770,59 238,05 9,36	191,6 15,75 0,62	23469,7 1020,9 40,1	73611,42 2544,5 100	73,6	253,8	0,81	15,11	15,16		0,66	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по Ю-0-1:					1,053	6,5	136,0	249,2	47617,2	4870,5	391,9	24591,4	77836,8	77,8	275,3	0,79				0,38		
горизонт Ю-0-2																						
30	13П		1754-1760,5	Ю-0-2	1,060	6,8	244 4,00 0,17	624 12,98 0,55	40825 1151,27 49,22	5411 270,01 11,54	608 49,98 2,14	19560 850,86 36,38	67272 2339 100	67,3	320	0,74	5,40	6,01		1,11	ХК	ТОО"Мунайконс алтинг" ПЗ, 1998.
31	13	04.03.04	1742-1754 1754-1759,5 1740-1745.5	Ю-0-2	1,054	5,6	158,6 2,60 0,10	936,7 19,48 0,74	46000,0 1297,20 49,15	4829,6 241,00 9,13	541,8 44,53 1,69	23776,3 1034,3 39,2	76242,9 2639,1 100	76,2	286	0,80	5,41	5,90		1,48	ХК	
32	13	12.03.04	1742-1754 1754-1759,5 1740-1745.5	Ю-0-2	1,054	7,4	323,9 5,31 0,19	758,6 15,78 0,55	49795,2 1404,22 49,25	5169,2 257,94 9,05	524,3 43,10 1,51	25858,3 1124,8 39,5	82429,4 2851,2 100	82,4	301	0,80	5,98	6,48		1,11	ХК	
33	13	01.05.04	1742-1754 1754-1759,5 1740-1745.5	Ю-0-2	1,051	6,8	107,4 1,76 0,07	668,1 13,90 0,56	43500,0 1226,70 49,36	4470,0 223,05 8,98	378,1 31,08 1,25	22729,2 988,7 39,8	71852,8 2485,2 100	71,9	254	0,81	7,18	7,66		1,12	ХК	
34	13	06.07.04	1742-1754 1754-1759,5 1740-1745.5	Ю-0-2	1,053	7,1	157,4 2,58 0,10	646,2 13,44 0,51	46355,5 1307,22 49,38	4945,4 246,78 9,32	187,5 15,41 0,58	24404,3 1061,6 40,1	76696,3 2647,0 100	76,7	262	0,81	16,01	15,94		1,02	ХК	
35	13	11.12.04	1742-1754 1754-1759,5 1740-1745.5	Ю-0-2	1,054	6,9	180,6 2,96 0,11	297,7 6,19 0,22	49092,3 1384,40 49,66	5357,3 267,33 9,59	233,3 19,18 0,69	25462,1 1107,6 39,7	80623,4 2787,7 100	80,6	287	0,80	13,94	14,43		0,45	ХК	
36	36	13.03.10		Ю-0-2	1,06	6,0		209,2 4,35 0,16	48094,0 1356,25 49,83	5109,9 254,98 9,37	234,1 19,24 0,71	24986,6 1086,9 39,9	78633,9 2721,7 100	78,6	274	0,80	13,25	14,00		0,32	ХК	
37	13	26.07.18	1740-1745,5	Ю-0-2	1,058	6,7	137,3 2,25 0,09	167,09 3,48 0,14	42754,91 1205,69 48,68	4506,16 224,86 9,08	282,32 23,21 0,94	23381,7 1017,1 41,1	71229,5 2476,6 100	71,2	248	0,84	9,69	8,13		0,29	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
38	13	31.10.18	1740-1745,5	Ю-0-2	1,052	5,9	146,4 2,40 0,09	211,90 4,41 0,17	46307,60 1305,87 50,47	4544,70 226,78 8,77	281,20 23,11 0,89	23556,1 1024,7 39,6	75047,9 2587,3 100	75,0	250	0,78	9,81	12,16		0,34	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по Ю-0-2:					1,055	6,6	181,9	502,2	45858,3	4927,0	363,4	23746,1	68002,8	75,6	275,7	0,80				0,80		

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Горизонт Ю-I																						
39	10П		1841-1847	Ю-I	1,050	7	116 1,90 0,08	10090 209,87 8,48	36210 1021,12 41,26	4309 215,02 8,69	1823 149,85 6,06	20158 876,87 35,43	72706 2474,64 100,00	72,7	365	0,86	1,43	0,96		17,0	ХМ	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
40	12П		1754-1798	Ю-I	1,041	8,4	79 1,30 0,06	4944 102,84 4,72	31450 886,89 40,75	4409 220,01 10,11	668 54,91 2,52	20933 910,59 41,84	62483 2176,53 100,00	62,5	275	1,03	4,01		0,23	10,4	СН	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
41	29Р		1751-1772	Ю-I	1,057	6,8	274,5 4,50 0,18	61,35 1,28 0,05	38284,38 1079,62 42,05	4849,6 242,00 9,42	449,92 36,98 1,44	27664 1203,38 46,87	71583,83 2567,8 100,0	71,6	279	1,11	6,54		96,99	0,12	ГН	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
42	201	10.04.03	1751-1758 1766-1771 1776-1778	Ю-I	1,052			572 11,90 0,46	45321 1278,05 49,47	4436 221,36 8,57	196 16,11 0,62	24283 1056,31 40,88	74808 2584 100	74,8	237	0,83	13,74	13,76		0,92	ХК	
43	202	28.02.03	1729,8-1766 1733-1742 1733-1748	Ю-I	1,049	5,9	115,9 1,90 0,07	480,2 9,99 0,39	44514,5 1255,31 49,52	3711,1 185,18 7,31	243,3 20,00 0,79	24426,5 1062,6 41,9	73491,5 2534,9 100	73,5	205	0,85	9,26	9,64		0,79	ХК	
44	202	08.03.04	1729,8-1766 1733-1742 1733-1748	Ю-I	1,059	6,0	202,5 3,32 0,12	752,4 15,65 0,56	49000,0 1381,80 49,31	6234,4 311,09 11,10	246,2 20,24 0,72	24597,1 1069,98 38,19	81032,5 2802,1 100	81,0	331	0,77	15,37	15,41		1,12	ХК	
45	11	12.03.17	1736,5-1741	Ю-I	1,049	6,01	92,7 1,52 0,06	216,08 4,49 0,18	44001,1 1240,83 49,68	4106,1 204,89 8,20	299,5 24,62 0,99	23478,1 1021,30 40,89	72193,6 2497,66 100	72,2	229,5	0,82	8,32	8,92		0,36	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
46	287	28.07.18	1737-1755	Ю-Ia	1,057	6,4	256,20 4,20 0,17	397,23 8,26 0,33	42241,02 1191,20 48,29	4797,2 239,38 9,70	202,99 16,69 0,68	23148,0 1006,9 40,8	71042,7 2466,7 100	71,0	256	0,85	14,35	11,04		0,69	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
47	202	29.10.18	1733-1740	Ю-I II	1,055	6,2	183,0 3,00 0,11	467,00 9,71 0,37	46993,30 1325,21 50,18	5056,9 252,34 9,55	216,20 17,77 0,67	23746,5 1033,0 39,1	76662,9 2641,0 100	76,7	270	0,78	14,20	16,44		0,73	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по Ю-1:					1,052	6,6	165,0	1997,8	42001,7	4656,6	482,8	23603,8	72889,3	74,2	272,0	0,82				0,68		
Горизонт Ю-II																						
48	11П		1769-1810	Ю-II			183 3,00 0,12	543,9 11,31 0,44	43310 1221,34 47,26	4609 229,99 8,90	273 22,44 0,87	25203 1096,33 42,42	74121,9 2584,42 100,00	74,1	252	0,90	10,2	5,57		0,92	ХК	ТОО"Мунайконсалтинг" ПЗ, 1998.
49	248	13.03.17	1769-1771; 1782,5-1786	Ю-II	1,051	6,12	148,2 2,43 0,09	326,6 6,79 0,26	45262,4 1276,40 49,53	4596,1 229,34 8,90	170,73 14,03 0,54	24088,4 1047,85 40,66	74592,46 2576,85 100	74,6	243,4	0,82	16,3	16,29		0,53	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
50	248	10.04.17	1769-1771; 1782,5-1786	Ю-II	1,051	6,8	232,0 3,80 0,15	432,0 8,99 0,36	43867,0 1237,05 49,48	3908,0 195,01 7,80	243,0 19,97 0,80	23802,0 1035,4 41,4	72484,0 2500,2 100	72,5	215	0,84	9,8	10,10		0,72	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"
51	284	10.04.17	1778-1782	Ю-II	1,053	6,9	140,0 2,30 0,08	495,0 10,30 0,38	47522,0 1340,12 49,52	4810,0 240,02 8,87	486,0 39,95 1,48	24674,0 1073,3 39,7	78127,0 2706,0 100	78,1	280	0,80	6,01	6,68		0,76	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
52	284	30.07.18	1778-1782	Ю-II а	1,054	6,5	213,5 3,50 0,14	337,6 7,02 0,28	43924,11 1238,66 48,52	4983,5 248,68 9,74	239,3 19,67 0,77	23802,2 1035,4 40,6	73500,2 2552,9 100	73,5	268	0,84	12,6	10,33		0,56	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
53	284	13- 14.12.20	1778-1782	Ю-II а	1,056	6,9	98,0 1,61 0,05	398,0 8,28 0,28	52184,00 1471,59 49,65	4409,0 220,01 7,42	122,00 10,03 0,34	28794,0 1252,5 42,3	86005,0 2964,1 100	86,0	230	0,85	21,9	21,84		0,56	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"
54	285	13- 14.12.20	1776- 1784;1787- 1789,5	Ю-II	1,053	7,0	195,0 3,20 0,11	438,0 9,11 0,32	49382,00 1392,57 49,54	3908,0 195,01 6,94	1034,0 84,99 3,02	25882,0 1125,9 40,1	80839,0 2810,8 100	80,8	280	0,81	2,3	3,14		0,65	ХК	Лаборатория "Каспиймунайгаз"
Итого среднее по Ю-II:					1,053	6,7	172,8	424,4	46493,1	4460,5	366,9	25178,0	77095,6	77,1	252,7	0,84				0,67		
Горизонт Ю-III																						
55	12П		1894-1898	Ю-III	1,060	7,1	610 10,00 0,41	412 8,57 0,35	46505 1311,44 53,82	2120 105,79 4,34	1824 149,93 6,15	19560 850,86 34,92	71031 2437 100	71,0	256	0,65	0,71	3,07		0,65	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
56	300	20.06.98	1907,5-1919	Ю-III	1,060			258 5,37 0,15	63171 1781,42 49,81	8461 422,20 11,81	556 45,70 1,28	30378 1321,44 36,95	102824 3576 100	102,8	468	0,74	9,24	10,06		0,30	ХК	Лаб-рия RWE-DEA, г.Витце
57	308	17.04.03	1909-1921	Ю-III	1,074	5,9		354 7,36 0,20	65669 1851,87 49,47	7892 393,81 10,52	632 51,95 1,39	33073 1438,68 38,43	107620 3744 100	107,6	445,8	0,78	7,58	7,95		0,40	ХК	
58	321	09.06.00	1903-1911	Ю-III	1,067			259 5,39 0,15	63594 1793,35 50,28	8517 425,00 11,92	656 53,92 1,51	29638 1289,25 36,14	102664 3567 100	102,7	478,9	0,72	7,88	9,35		0,30	ХК	
59	321	17.07.01	1903-1911	Ю-III				331,5 6,90 0,20	62562 1764,25 49,91	8517 425,00 12,02	656 53,92 1,53	29538 1284,90 36,35	101604,5 3535 100	101,6	478,9	0,73	7,88	8,89		0,39	ХК	
60	333	27.07.02	1914-1924 1932-1946	Ю-III	1,074	2,8 5		404 8,40 0,23	64342 1814,44 48,67	8431 420,71 11,28	693 56,96 1,53	32820 1427,67 38,29	106690 3728 100	106,7	477,7	0,79	7,39	6,79		0,46	ХК	
61	321	01.06.03	1903-1911	Ю-III	1,070	5,9	219,6 3,60 0,09	307,0 6,39 0,15	73206,2 2064,41 49,75	8295,6 413,95 9,98	689,1 56,64 1,37	36887,6 1604,61 38,67	119605,1 4149,6 100	119,6	471	0,78	7,31	8,12		0,31	ХК	
62	331	22.09.03	1963-1972	Ю-III	1,076	8,4	250,1 4,10 0,11	384,7 8,00 0,21	65656,8 1851,52 49,67	8916,1 444,91 11,93	604,2 49,67 1,33	31488,0 1369,73 36,74	107299,9 3727,9 100	107,3	495	0,74	8,96	9,70		0,43	ХК	
63	331	22.09.03	1963-1972	Ю-III	1,076	6,6	231,8 3,80 0,10	316,6 6,59 0,17	70107,8 1977,04 49,73	8885,3 443,38 11,15	800,7 65,82 1,66	33999,3 1478,97 37,20	114341,6 3975,6 100	114,3	509	0,75	6,74	7,57		0,33	ХК	
64	331	11.10.03	1963-1972	Ю-III	1,071	5,7	145,2 2,38 0,06	489,6 10,18 0,25	72506,8 2044,69 49,68	7982,5 398,33 9,68	709,7 58,34 1,42	36813,5 1601,39 38,91	118647,3 4115,3 100	118,6	457	0,78	6,83	7,60		0,50	ХК	

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
65	331	12.10.03	1963-1972	Ю-III	1,074	5,3	141,5 2,32 0,05	447,7 9,31 0,20	80172,9 2260,88 49,73	7691,5 383,80 8,44	717,1 58,95 1,30	42084,4 1830,67 40,27	131255,2 4545,9 100	131,3	443	0,81	6,51	7,30		0,41	ХК	
66	24	13.03.10	1883-1890 1875-1877	Ю-III	1,058		115,3 1,89 0,07	171,9 3,58 0,13	49899,4 1407,16 49,80	6476,3 323,17 11,44	488,8 40,18 1,42	24133,6 1049,81 37,15	81285,2 2825,8 100	81,3	363	0,75	8,04	8,89		0,25	ХК	
67	501	12.07.16	1897-1899; 1902-1904	Ю-III	1,057	6,86	169,6 2,78 0,09	154,15 3,21 0,10	56494,2 1593,14 49,83	6312,6 315,00 9,85	425,3 34,96 1,09	28689,51 1247,99 39,04	92245,36 3197 100	92,2	350,0	0,78	9,01	9,87		0,20	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
68	300В	<u>13.09.01</u> 30.10.01	1909-1936,5		1,060	3		415,7 8,65 0,35	44747,6 1261,88 50,48	6252,5 312,00 12,48	473,9 38,95 1,56	20192,6 878,38 35,14	72082,3 2499,9 100	72,08	351	0,70	8,01	9,84		0,68	ХК	
69	300В	<u>13.09.01</u> 30.10.01	1909-1936,5		1,060	6,7	231,9 3,80 0,15	414,9 8,63 0,33	45159,4 1273,50 49,40	6332,6 316,00 12,26	510,4 41,95 1,63	21473,9 934,11 36,23	74123,1 2578 100	74,12	358	0,73	7,53	8,09		0,67	ХК	
70	333	29.07.02	1905-1914	Ю-III				395,1 8,22 0,20	73396 2069,77 49,74	9409,4 469,53 11,28	583,7 47,98 1,15	35986 1565,39 37,62	119770,2 4161 100	119,77	517,5	0,76	9,79	10,51		0,40	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
71	333	30.07.02	1905-1914	Ю-III		5,7	183,1 3,00 0,09	316,9 6,59 0,20	59213,2 1669,81 49,63	8208,2 409,59 12,17	729,6 59,97 1,78	27936 1215,22 36,12	96587 3364 100	96,59	469,6	0,73	6,83	7,58		0,39	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
72	333	07.08.02	1905-1914	Ю-III		2,7		151,5 3,15 0,08	71977,7 2029,77 49,86	6466,5 322,68 7,93	632,3 51,98 1,28	38236 1663,27 40,86	117464 4071 100	117,46	374,7	0,82	6,21	7,05		0,16	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
73	333	02.08.02	1905-1914	Ю-III		5,7	213,6 3,50 0,09	159,7 3,32 0,08	72686,9 2049,77 49,78	10210 509,48 12,37	972,8 79,96 1,94	33836 1471,87 35,74	118079 4118 100	118,08	589,4	0,72	6,37	7,23		0,16	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
74	333	02.08.02	1905-1914	Ю-III		2,7		165,5 3,44 0,11	56376,6 1589,82 49,91	10210 509,48 15,99	2675,2 219,90 6,90	19836 862,87 27,09	89263,3 3186 100	89,26	729,4	*0,54	2,32	3,31		0,22	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
75	333	07.08.02	1905-1914	Ю-III		5,4	164,8 2,70 0,06	188,5 3,92 0,09	74459,7 2099,76 49,77	9689,7 483,52 11,46	3100 254,82 6,04	31596 1374,43 32,58	119198,7 4219 100	119,2	738,3	0,65	1,90	2,85		0,19	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
76	333	08.08.02	1905-1914	Ю-III		2,8		137,5 2,86 0,09	57794,9 1629,82 49,88	6406,4 319,68 9,78	3344 274,88 8,41	23916 1040,35 31,84	91598,8 3268 100	91,6	594,6	0,64	1,16	2,14		0,18	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
77	333	08.08.02	1905-1914	Ю-III		5,6	158,6 2,60 0,06	236,3 4,92 0,11	76232,6 2149,76 49,75	8208,2 409,59 9,48	2638,7 216,90 5,02	35336 1537,12 35,57	122810,4 4321 100	122,81	626,5	0,72	1,89	2,82		0,23	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
78	301	08.08.02	1906-1921	Ю-III		6,1	79,3 1,30 0,04	288,1 5,99 0,18	59213,2 1669,81 49,68	8128,1 405,59 12,07	705,3 57,98 1,72	28060 1220,61 36,31	96474 3361 100	96,47	464,0	0,73	7,00	7,75		0,36	ХК	ЦЛО "Экогидроаналитик"
79	330	28.02.17	1832-1842	Ю-III	1,044	7,18	265 4,35 0,18	434,85 9,04 0,37	44205 1246,58 51,33	4629,87 231,03 9,51	622,66 51,18 2,11	20376,7 886,39 36,50	70534,06 2429 100	70,5	282,2	0,71	4,51	7,04		0,72	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
80	321	21.10.06	1903-1911	Ю-III	1,061	6,2	176,9 2,90 0,09	278,9 5,80 0,17	59383,1 1674,60 49,73	6107,3 304,75 9,05	437,4 35,95 1,07	30879,7 1343,27 39,89	97263,3 3367,3 100	97,3	341	0,80	8,48	9,22		0,35	ХК	

продолжение таблицы 2.3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
81	19Р		1762-1776	Ю-III	1,046	6,3	122 2,00 0,05	30,45 0,63 0,02	59203,36 1669,53 43,66	1853,7 92,50 2,42	273,6 22,49 0,59	46817,6 2036,57 53,26	108300,7 3824 100	108,3	115	1,22	4,11		579,50	0,04	ГН	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
82	22Р		1741,5- 1772,8	Ю-III	1,052	6,5	292,8 4,80 0,15	49,38 1,03 0,03	75834 2138,52 67,15	1863,7 93,00 2,92	200,64 16,49 0,52	21393,9 930,63 29,22	99634,4 3184 100	99,6	109	0,44	5,64	73,24		0,05	ХК	ТОО"Мунайконсалт инг" ПЗ, 1998.
83	364	07.08.18	1836-1840	Ю-III	1,067	6,2	192,2 3,15 0,10	93,05 1,94 0,06	53818,71 1517,69 48,87	7292,9 363,92 11,72	362,2 29,77 0,96	27334,9 1189,1 38,3	89094,0 3105,5 100	89,1	394	0,78	12,22	11,04		0,13	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
84	500	07.08.18	1865-1896	Ю-III	1,066	7,0	207,4 3,40 0,11	207,1 4,31 0,14	52223,29 1472,70 48,71	7258,5 362,20 11,98	366,80 30,15 1,00	26458,4 1150,9 38,1	86721,6 3023,7 100	86,7	392	0,78	12,01	10,67		0,29	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
85	351	20.01.18	1860-1864	Ю-III	1,05	7,8	309,9 5,08 0,18	283,31 5,89 0,20	51545,79 1453,59 50,35	6208,5 309,81 10,73	371,92 30,57 1,06	24872,3 1081,9 37,5	83591,8 2886,9 100	83,6	340	0,74	10,13	12,16		0,40	ХК	Лаборатория "Казгермунай"
Итого среднее по Ю-III:					1,063	6,4	213,4	275,4	61979,3	7201,1	917,8	29794,9	100313,0	100,3	434,8	0,74				0,34		
Фундамент																						
86	331	22.09.03 24.09.03	2030-2038	фунд-т	1,0760	8,4	250,1 4,10 0,11	384,7 8,00 0,22	65656,8 1851,52 50,07	8916,1 444,91 12,03	604,2 49,67 1,34	30796,4 1339,64 36,23	106608,3 3697,8 100	106,6	445,0	0,72	8,96	10,31		0,43	ХК	

Таблица 2.3.8- Микрокомпонентный состав пластовых вод

№ п.п	№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб воды	Содержание микроэлементов и микрокомпонентов в воде, мг/дм ³															
					Li (литий)	Rb (рубидий)	Sr (стронций)	Cs (цезий)	U (уран)	Ra (радий)	W (вольфрам)	F (фтор)	Ge (германий)	J (йод)	Br (бром)	B (бор)	B ₂ O ₃ (окись бора)	NH ₄	NO ₃	SiO ₂
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	201	М-П-1		10.04.03	2,4		233													
2	201	М-П-2	1600	22.09.03	1,08		11,4					15,83				132,7				
3	245	М-П-2	1617-1630	27.02.17	2,39		124,81					16,05			85,16					
4	419	М-П-1/М-П-2	1610,5-1659	25.01.20			178,3					6,5			85,7					
5	446	М-П-1	1631-1645,5	15.04.20	1,2		162,7					1,81			130,4					
6	502	М-П-1	1632,5-1650,4	12.06.20	1,8		228,8					9,39			86,9					
7	503	М-П-1	1621-1640	14.06.20	1,9		203,9					12,4			98,9					
Итого среднее по М					1,8		163,3					10,3			97,4	132,7				
8	1	Ю-0-1	1705-1709	26.01.90	-	-	-	-	5,00*10	-	-	1	-	8	140		5	59	651	-
9	9	Ю-0-1	1712-1725	31.09.92	2,4	0,17	0,2	259,9	1,62*10	4,52*10	-	-	-	-	-		-	-	-	-
10	259	Ю-0-1	1693-1710	12.03.17																
11	12	Ю-0-2	1754-1798	08.03.90	2,65	0,44		216	4,87*10	-	-	-	-	-	-		-	3	-	-
12	13	Ю-0-2	1754-1760	15.04.92	2,00	0,3		180	3,25*10	4,12*10	-	-	-	-	-		-	-	-	-
13	11	Ю-1	1769-1810	17.05.90	-	-	-	-	5,00*10	-	-	-		6,6	180		1,8	0,6	414	15
14	11	Ю-1	1736,5-1741	12.03.17	3,36		214,57					2,42			134,03					
15	248	Ю-П	1769-1786	13.03.17	2,96		258,12					73,52			144,69					
16	19	Ю-П	1762-1776	08.05.94	2,5	0,23	0,2	220	6,5*10	2,48*10	0,009	<0,05	0,0002	4,58	90,99		5,21	-	-	-
17	22	Ю-П	1741,5-1772,8	19.03.94	2,55	0,25	0,2	224	6,5*10	1,40*10	0,006	<0,05	0,0002	3,85	113,2		5,21	-	-	-
18	24	Ю-П	1727-1737	15.04.93	3	0,15		128	1,4*10	6,42*10	-	0,2	-	4,98	137,2		10,42	16	-	-
19	29	Ю-П	1751-1772	27.04.93	2,5	0,15		160	1,4*10	2,95*10	-	1,3	-	2,72	135,8		3,47	16	-	-
20	308	Ю-П		17.04.03	5,1		371													
21	300	Ю-П		20.06.98			424,3													
22	321	Ю-П		20.06.98			401													
23	321	Ю-П		20.06.98			412													
24	333	Ю-П		20.06.98	5,4		405													
25	293	Ю-П	1691-1696	21.11.13	0,19		4,81					1,91			2,1			3,95		
26	293	Ю-П	1691-1696	28.11.13	0,27		8,34					1,19			4,89			5,88		
27	330	Ю-П	1832-1842	28.02.17	2,69		291,08					2,06			141,7					
Итого среднее по Ю:					2,7	0,24	214,7	198,3			0,008	11,8	0,0002	4,5	108,5		5,2	7,6	414	15,0
28	331	фундамент		22.09.03	4,1		276,3					14,5				167,6		44,7	0	

2.4 Физико-гидродинамических характеристики

На протяжении всего периода разработки, на месторождении ведутся работы по определению физико-гидродинамической характеристики пластов.

На месторождении выполнен следующий объем специальных исследований (таблица 2.4.1).

Таблица 2.4.1 - Объем выполненных специальных исследований

Изучаемая характеристика	Год выполнения анализа (скв.)	Мел (М-II)		Юра	
		скв.	кол-во	скв.	кол-во
Кривые капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны в системе “вода-газ”, расчет кривых ОФП	1998г. (312); 2002г. (307)	307; 312	4	307 (Ю-III, Ю-I, Ю-0)	4
Кривые капиллярного давления методом центрифугирования	2005г. (202, 204)	202; 204	4	202; 204 (Ю-I, Ю-0)	4
Кривые относительной проницаемости воды и нефти			4		4
Анализ приемистости заводнения			4		4
Пористость и проницаемость под давлением, образец	2013г. (248, 285)	-	-	248, 285 (Ю-II)	13
Капиллярное давление методом центрифугирования, образец		-	-		4
Капиллярное давление методом нагнетания ртути, образец		-	-		25
ОФП методом центрифугирования, образец		-	-		4
ОФП методом заводнения, образец		-	-		2
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец		-	-		4
Смачиваемость, образец		-	-		2
Результаты стандартного анализа керна при разном давлении обжима, образец	2014г. (294); 2016г. (501)	501	4	294, 501 (Ю-0)	11
Результаты жидкостной экструзионной порометрии, образец			9		7
Кривые капиллярного давления, образец			3		14
ОФП в системе вода-нефть, модель/образец			6/6	294 (Ю-0)	3/4
Коэффициент вытеснения нефти водой, модель/образец			6/6		3/4
Смачиваемость, образец		501	2	294 (Ю-III)	5
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец	2020г. (458, 474)	458, 474	55	458, 474 (Ю-IIIa, Ю-III)	39
Кривые относительной проницаемости воды и нефти			29	474 (Ю-IIIa, Ю-III)	10
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец			29	474 (Ю-III)	10
Смачиваемость, образец			30		10
Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны, образец	2021г. (480)	-	-	480 (Ю-IA)	5
ОФП в системе вода-нефть, модель/образец			-		3
Коэффициент вытеснения нефти водой, образец			-		3

Определение смачиваемости по Амотту методом восстановления и исследования по вытеснению нефти моделью пластовой воды при температуре пласта проводилось на двух образцах керна Ю-III горизонта из скважины №29. Емкостно-фильтрационные свойства образцов приводятся в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2 - Емкостно-фильтрационные свойства образцов для смачиваемость, скв. №29

№ образца	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	
		газ	вода
53/1	0,291	2,259	2,096
53/2	0,288	2,171	2,043

В качестве насыщающих флюидов использованы разгазированная нефть Ю-III горизонта из скважины №19, после сепаратора, с вязкостью 2 мПа·с при T=73°C и модель пластовой воды с общей минерализацией 65,7 кг/м³. При изучении смачиваемости установлено, что после стандартного экстрагирования, дополнительной обработки и интенсификации экстракции тест с каплей воды показал, что породы все еще гидрофобные. Индекс смачиваемости маслом WOP 30 (фармацевтическое масло, содержащее 58% парафинов и 42% нафенов с вязкостью 24,65 мПа·с) для обоих образцов чуть больше 0,3. После повторной длительной очистки образцов индекс смачиваемости смесью масла WOP 30 и декана (1:1) составил 0,57 и 0,63 соответственно для образцов 53/1 и 53/2. Собственно исследования смачиваемости проведены на образце 53/2 после его очистки по отработанной методике, насыщения моделью пластовой воды и разгазированной нефтью и выдерживания в течение 18 суток в условиях, приближенных к пластовым (процесс восстановления). Получен индекс смачиваемости равный 0,55.

Относительные проницаемости определялись на образцах после их очистки, восстановления, насыщения моделью пластовой воды, создания неснижаемой водонасыщенности путем насыщения разгазированной нефтью из опыта вытеснения нефти водой при скорости прокачки 80 см³/час при T=73°C и противодавления 3 бара. Такие исследования выполнены на образце 53/1. Результаты экспериментов сведены в таблицу 2.4.3.

Таблица 2.4.3 - Результаты опытов по вытеснению нефти водой

Номер образца	Номер опыта	Неснижаемая водонасыщенность, %	Проницаемость нефти, мкм ²		Остаточная нефтенасыщенность, %	Проницаемость воды, мкм ²		Коэффициент вытеснения нефти, %
			эффективная	относительная		эффективная	относительная	
53/1	1	33,0	1,725	0,823	20,7	0,343	0,164	69,1
53/1	2	38,6	0,985	0,471	23,7	0,355	0,169	61,3
53/2	7	12,5	2,255	1,104	25,6	0,464	0,227	70,8

Прорыв воды произошел после закачивания воды в количестве 0,44; 0,32; 0,46 объема пор соответственно для вариантов 1, 2, 7. Объем вытесненной до прорыва воды нефти составил при этом 65,8%; 51,5%; 52,8% от суммарного вытесненного объема.

Кривые капиллярного давления получены методом насыщения породы ртутью при максимальном давлении 13,8 МПа, для 6 образцов керна из скважины №29, имеющих следующие свойства:

Таблица 2.4.4 – Емкостно-фильтрационные свойства образцов, скв. №29

Номер образца	Глубина отбора, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость газа, мкм ²	Объем пор, %
23055	1864,59	0,275	3,882	5,330
23052	1862,05	0,291	3,233	5,669
23153	1862,72	0,291	2,145	5,651
22243	1856,87	0,315	1,489	6,150
22143	1856,87	0,306	1,178	6,053
22042	1857,84	0,263	0,292	5,712

Специальные исследования керна выполнены в Институте нефтяной и газовой техники г.Клаусталь, Германия.

Для 5 образцов из скважины №307 определены открытая пористость (K_p), проницаемость для газа ($K_{пр}$), кривые капиллярного давления ($P_c - S_w$), эффективная проницаемость для нефти ($K_{пр}^H(S_w)$) при достигнутой вытеснением воды гексаном водонасыщенности (S_w). Полученные данные использованы для расчета нормированных функций Леверетта, обоснования необходимых параметров при расчете кривых относительной проницаемости для нефти и воды. В таблице 2.4.5 приведены параметры образцов, использованных для специальных исследований.

Таблица 2.4.5 - Характеристика свойств образцов из скважины №307, использованных при специальных исследованиях

Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	Параметры по таблице результатов исследований (PWE/DEA W)		Параметры по исследованиям Института нефтяной и газовой техники		
			K_p , %	$K_{пр}$, мкм ²	K_p , % (по гелию)	K_p , % (по жидкости)	$K_{пр}$, мкм ²
6020	Ю-III	1863,9	24,26	3,5645	27,03	23,49	
5007	Ю-I	1763,9	28,98	1,750	30,20	28,76	2,0116
4022	Ю-0	1748,6	27,19	0,0842	26,08	24,97	0,135
3034	М-II-2	1659,3	23,71	0,5485	24,06	23,79	0,545
2056	М-II-1	1648,9	23,51	0,4791	23,77	23,07	0,484

Перед проведением исследований образцы кондиционировались при температуре 50 градусов до достижения постоянного веса. Проницаемость замерена в условиях стационарного потока азота с использованием кернодержателя Хасслера. Открытая пористость определена методом газового расширения при использовании гелиевого порозиметра фирмы RUSKA и методом насыщения жидкостью (2% раствор KCl). В обоих случаях объем образцов определялся по его размерам.

Кривые капиллярного давления определены в условиях дренирования (метод “Restored State”) методом полупроницаемой мембраны. Использована специальная измерительная камера, позволяющая создавать условия равновесного насыщения в диапазоне давления 0,1-2 МПа. Эксперимент начинался с установления капиллярного равновесия. Затем измерения объема вытесненной воды проводились при нескольких значениях давления. Для всех образцов исследования выполнены в условиях “газ, вытесняющий воду” и для одного (обр. № 2056) – в условиях “гексан, вытесняющий воду”.

Кривые капиллярного давления, полученные в условиях “газ, вытесняющий воду”, пересчитаны в кривые “гексан, вытесняющий воду”. Затем кривые капиллярного давления пересчитывались по модели Burdine в нормированные кривые функции Леверетта $J(S_w)$ для определения параметров, используемых при расчетах кривых относительной проницаемости. Сопоставление кривых достигнуто при следующих величинах остаточной водонасыщенности и заземленной несмачивающей фазы, которые представлены в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6 - Сопоставление кривых достигнуто при следующих величинах остаточной водонасыщенности и заземленной несмачивающей фазы

Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	$S_{во}$, доли ед. (принято)	$S_{нec, во}$, доли ед. (принято)
6020	Ю-III	1863,89	0,130	0,09
5007	Ю-I	1763,90	0,204	0,10
4022	Ю-0	1748,55	0,309	0,11
3034	М-II-2	1659,3	0,240	0,10
2056	М-II-1	1648,85	0,153	

(S_w) – по методу полупроницаемой мембраны в системе “газ вытесняющий воду”. Для образца 2056 значение водонасыщенности, полученное по методу полупроницаемой мембраны в системе “гексан вытесняющий воду”, равно 0,193.

Кривые относительной проницаемости для нефти и воды рассчитаны по корреляции Corey-Brooks (Huang, Nonarour, 1996 г.), по которой кривая относительной проницаемости определяется величинами насыщенности, относительной проницаемостью в конечных точках, и литологическим параметром (λ), также определенном при сопоставлении фактических и нормированных кривых функций Леверетта.

Эффективная проницаемость нефти при неснижаемой водонасыщенности определена следующим образом. Насыщающий образец 2% раствор KCl вытеснялся гексаном (примерно 10 объемов порового пространства) до достижения неснижаемой водонасыщенности. Затем проводилось измерение расхода нефти при различных перепадах давления. По полученным данным определялась эффективная проницаемость. Величины эффективной проницаемости, полученные в результате эксперимента и при принятом значении водонасыщенности ($S_{во}$) приведены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7 - Величины эффективной проницаемости, полученные в результате эксперимента ОФП

Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	S_w , доли ед.	$K_{пр}$ эфф.н, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	$S_{во}$, доли ед.	$K_{пр}$ эфф.н, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²
6020	Ю-III	1863,89	0,508	807,54	0,130	3100
5007	Ю-I	1763,90	0,423	804,55	0,204	1729
4022	Ю-0	1748,55	0,587	26,53	0,309	99,4
3034	М-II-2	1659,3	0,546	124,21	0,240	416,7
2056	М-II-1	1648,85	-	-	0,153	333,7

Относительная проницаемость для воды при остаточной (заземленной) несмачивающейся фазе принята равной:

Таблица 2.4.8 - Величины относительная проницаемость для воды при остаточной (защемленной) несмачивающей фазе

Номер образца	6020	5007	4022	3034	2056
$K_{пр}^B(S_{по})$	0,4034	0,4515	0,287	0,4769	0,2543

Кривые капиллярного давления – фактические для 5 образцов (газ-вода) и для одного образца (образец №2056, гексан-вода), расчетные для 4 образцов ($P_{с \text{ газ-вода}}$ пересчитано в $P_{с \text{ гексан-вода}}$ по коэффициенту 2,132), а также функция Леверетта от водонасыщенности (гексан-вода) представлены на рис. 2.4.1. Рассчитанные кривые относительной проницаемости для нефти и воды представлены на рис. 2.4.2.

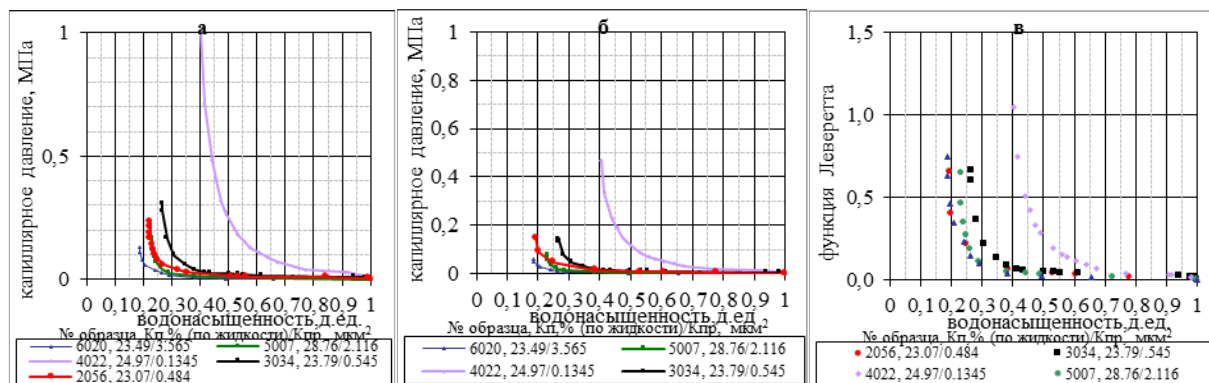


Рис. 2.4.1. Кривые капиллярного давления: а - фактические (для флюидов газ-вода); б - расчетные (для флюидов гексан-вода), для образца 2056 - фактическая; в - функция Леверетта от водонасыщенности (для флюидов гексан-вода)

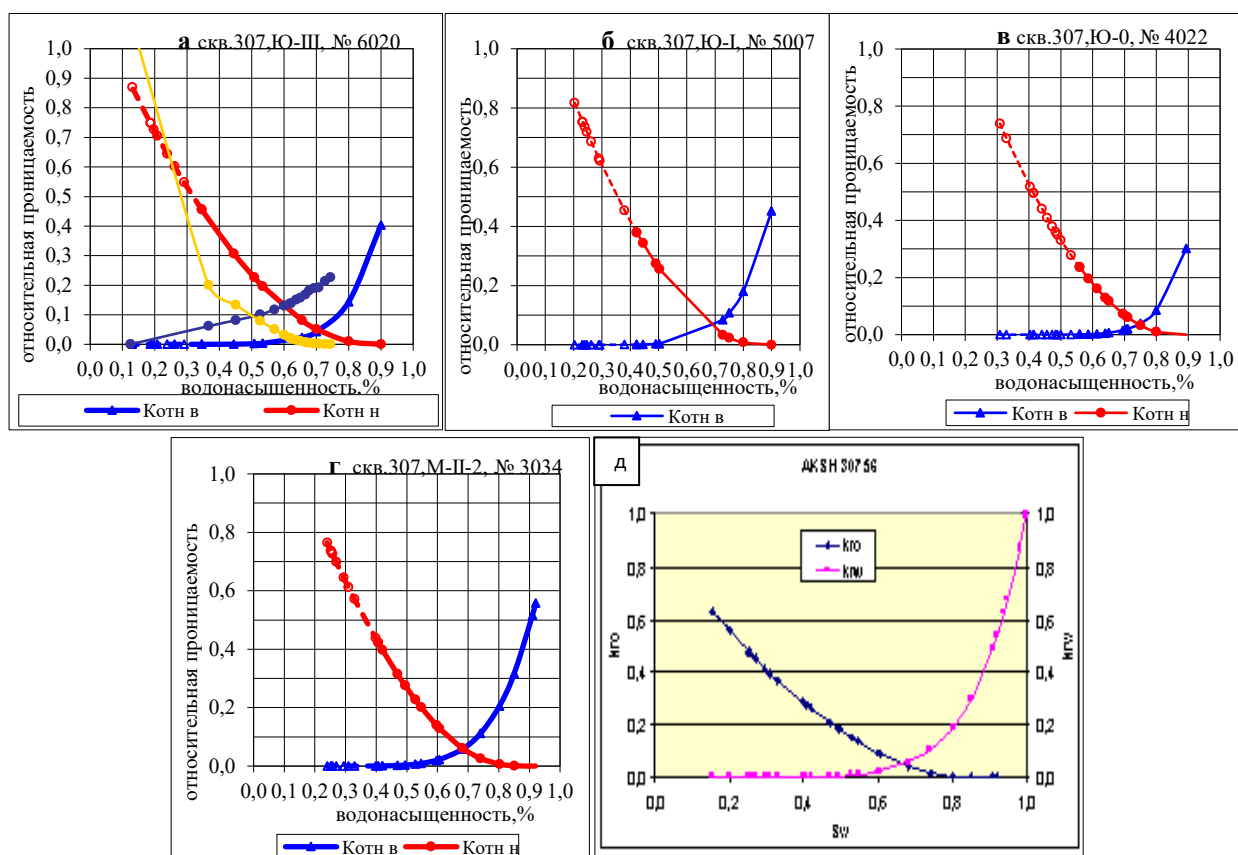


Рис. 2.4.2. Кривые относительной фазовой проницаемости для образцов: а- № 6020, скв. 307 и № 53/2, скв. 29; б- № 5007, скв. 307; в- № 4022, скв. 307; г- № 3034, скв. 307; д- № 2056, скв. 307

Во ВНИГНИ выполнены исследования на 2-х слабосцементированных образцах меловых отложений М-II из скважины №312 (1631,8 м; 1646,3 м) – определение коэффициента остаточной водонасыщенности капилляриметрическим способом, определение коэффициента эффективной проницаемости, обработку кривых капиллярного давления и расчет относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды. После проведения капилляриметрических измерений строились кривые зависимости водонасыщенности от капиллярного давления, которые пересчитаны в кривые относительной фазовой проницаемости по известным формулам Бурдайна:

- ° для смачивающей фазы (вода): $K_{пр} = \left(\frac{K_B - K_{ОВ}}{1 - K_{ОВ}} \right)^2 * \frac{\int_0^{K_B} dK_B / P_c^2}{\int_0^1 dK / P_c^2}$
- ° для несмачивающей фазы (нефть): $K_{пр.отн.н.} = \left(1 - \frac{K_B - K_{ОВ}}{1 - K_{ОВ} - K_{ОН}} \right)^2 * \frac{\int_0^{K_B} dK_B / P_c^2}{\int_0^1 dK / P_c^2}$

Кривые капиллярного давления представлены на рисунке 2.4.3.

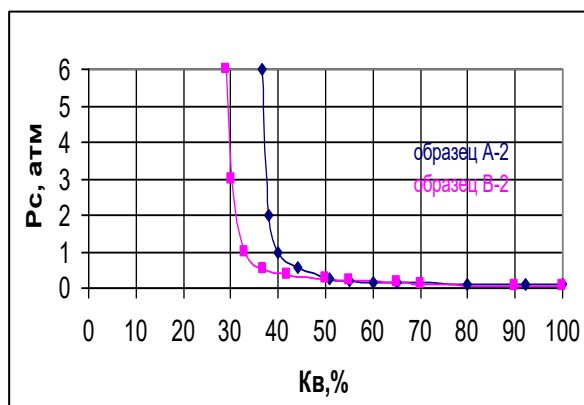


Рис. 2.4.3. Кривые капиллярного давления - для образцов А – 2 и В – 2 (ВНИГНИ).

Для нахождения критических значений водонасыщенности, до которых возможен безводный приток нефти, использовали уравнение движения фаз в многофазном потоке, устанавливающее зависимость доли флюида от соотношения вязкостей и проницаемостей:

$$F_B = \frac{1}{1 + \frac{K_{пр.отн.н.} * \mu_B}{K_{пр.отн.в.} * \mu_H}}$$

По данным исследования кернa возможна оценка K_B не только в зоне предельного, но и в зоне непердельного насыщения, где $K_{ОВ} < K_B < 1$. Для этого полученная экспериментальным путем зависимость водонасыщенности от капиллярного давления перестраивается в график распределения водонасыщенности по высоте залежи по формуле: $h = \frac{10 \cdot P_c \cdot \sigma_{пл.н-в}}{(d_e - d_n) \cdot \sigma_{лаб}}$,

где: h – высота над уровнем с нулевым капиллярным давлением, м;

P_c – капиллярное давление при лабораторных условиях, МПа;

$\sigma_{пл.н.в}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «нефть-вода» при пластовых условиях, Н/м или дин/см;

$\sigma_{\text{лаб}}$ – поверхностное натяжение на границе раздела «газ-вода» в лабораторных условиях, Н/м или дин/см;

d_v – плотность воды при пластовых условиях, кг/м³ или г/см³;

d_n – плотность нефти при пластовых условиях, кг/м³ или г/см³.

Для описанных построений использовались следующие величины физических характеристик, пластовых флюидов: $d_v=1,028$ г/см³; $d_n=0,720$ г/см³; $Q_{\text{пл.н.в}}=25$ дин/см; $Q_{\text{лаб}}=72$ дин/см.

Используя данные лабораторных исследований для воды и газа и подставляя их в вышеприведенную формулу, производили пересчет кривых капиллярных давлений в кривые $h - K_v$, на основе которых строились номограммы $K_p - K_v$ с шифром кривых h – высота над уровнем ВНК, позволяющие определять:

- остаточную водонасыщенность в зоне предельного нефтенасыщения;
- критическую водонасыщенность на уровне ВНК;
- нефтенасыщенность пласта в зоне недонасыщения при известном расстоянии от контакта.

Результаты определения ФЕС, эффективного коэффициента проницаемости, остаточной водонасыщенности, критической водонасыщенности по капилляриметрическим исследованиям представлены в таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9 - Результаты ФЕС по капилляриметрическим исследованиям (1631,8 м; 1646,3 м)

Номер образца	Литология	Кп, %	d_n , г/см ³	$d_{\text{пл}}$, г/см ³	$K_{\text{пр}}$, мкм ² ·10 ⁻³	$K_{\text{пр-эфф}}$, мкм ² ·10 ⁻³	Ков, %	Рп, атм.	Сво, доли ед.		
									Кон=20%	Кон=30%	Кон=40%
А-2	Песчаник кварцевый, светло-серый, мелко-, среднезернистый, с глинистым цементом, слабо сцементированный	22,5	2,1	2,7	200	116	36,6	19,8	53,61	52,66	50,55
В-2	Песчаник кварцевый, серый, мелкозернистый, с глинистым цементом, неравномерно сцементированный	26,8	2,02	2,73	602	-	29,1	13,8	-	50,91	49,25

В лаборатории физики нефтяного пласта ТверьГеофизика (Топорков В.Г.) определены относительные фазовые проницаемости на одном образце скв. №29 с горизонта Ю-III и 3 образцах с горизонта М-II скв. №312 (1862,32 м; 1627,25 м; 1627,4 м; 1627,6 м) в системе нефть-вода на установке двухфазной фильтрации с непрерывным контролем насыщенности методом рентгеновского сканирования и следующими данными:

Таблица 2.4.10 - Результаты по экспериментам ОФП в системе нефть-вода (скв.29)

Номер образца	$K_{пр}^в$, мД	$K_{п}$, доли ед.	$S_{во}$	$K_{пр}^н(S_{во}) \cdot 10^{-3}$, мкм ²	$S_{но}$	$K_{пр}^в(S_{но}) \cdot 10^{-3}$, мкм ²
53/2	2043	0,288	0,125	2259	0,256	464
M14.836	8,77	0,221	0,447	5,36	0,230	0,41
RB-1	195	0,214	0,336	19,92	0,155	17,51
M15.017	31,3	0,205	0,484	7,15	0,165	3,4

Кривые относительных фазовых проницаемостей приведены на рисунке 2.4.4.

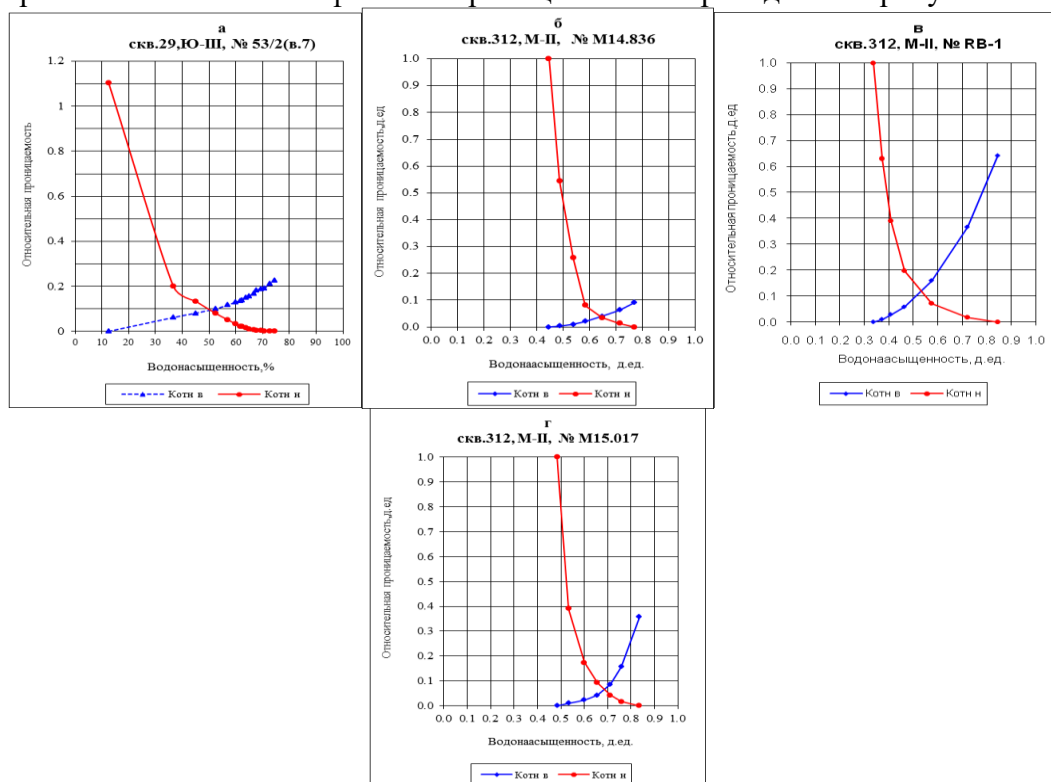


Рис. 2.4.4. Кривые относительной проницаемости: а - для образца из скв.29 (Ю-III); б, в, г - для трех образцов из скв.312, исследованных в ЦАиСИ (Москва, 1999г.) в системе нефть-вода (1862,32 м; 1627,25 м; 1627,4 м; 1627,6 м).

Интерпретация относительных проницаемостей образца 53/2 (скв. №29) мало достоверна. Вид кривых относительной проницаемости для нефти и воды образцов M14.836 и M15.017 указывает на гидрофильность, образца RB-1 – переменную смачиваемость. Для образца RB-1 характерна более высокая относительная проницаемость для воды, чем для двух других, при одинаковых значениях водонасыщенности.

В 2004 году специальные исследования продолжены. Специальные исследования по образцам керна, отобранным из скважин №№202, 204, выполнены в лаборатории «Core Laboratories», Abu Dhabi (Объединенные Арабские Эмираты). В таблице 2.4.11 приведены параметры образцов, использованных для специальных исследований.

Таблица 2.4.11 - Характеристика свойств образцов, использованных при специальных исследованиях

Номер скважины	Номер образца	Горизонт	Глубина отбора, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мД
202	57	М-II-1	1625,27	0,209	311
202	58	М-II-1	1625,41	0,200	76
202	59	М-II-1	1625,60	0,228	289
202	176	М-II-2	1649,11	0,187	160

202	178	М-II-2	1649,26	0,195	824
202	179	М-II-2	1649,37	0,191	363
202	377	Ю-I	1748,44	0,248	1297
202	378	Ю-I	1748,5	0,276	2810
202	379	Ю-I	1748,55	0,286	3720
204	284	Ю-0	1683,42	0,274	836
204	285	Ю-0	1693,53	0,276	780
204	286	Ю-0	1693,60	0,272	871

Перед проведением исследований образцы кондиционировались при температуре 50°C до достижения постоянного веса. Проницаемость замерена в условиях стабильного потока азота с использованием кернодержателя Хасслера. Открытая пористость определена методом газового расширения при использовании гелиевого порозиметра и методом насыщения жидкостью.

Анализ капиллярного давления методом центрифугирования. Для измерения капиллярного давления взяты четыре образца: № 59 (горизонт М-II-1), 176 (горизонт М-II-2), 378 (горизонт Ю-I) скв. №202, образец №286 (горизонт Ю-0) скв. №204. Эксперимент начинался с установления капиллярного равновесия. Образцы насыщаются соленым раствором при давлении 2000 psi (13,3 МПа). Образцы, насыщенные рассолом, взвешиваются и устанавливаются в отдельные кернодержатели центрифуги. Центрифугированием насыщенность образцов уменьшают на основе восьми пошаговых увеличений эквивалентного давления до максимума 50 psi (0,33 МПа) (табл. 2.4.12-2.4.13).

Таблица 2.4.12 - Вытеснение рассола нефтью

Номер образц а	Глубин а, м	Начальная водонасыщенн ость, доли ед.	Капиллярное давление, psi							
			1	2	5	10	15	25	35	50
			Водонасыщенность, доли ед.							
59	1625,6	1,000	1,000	1,000	0,771	0,545	0,445	0,345	0,291	0,244
176	1649,1	1,000	1,000	1,000	1,000	0,465	0,375	0,325	0,308	0,296
378	1748,5	1,000	0,713	0,504	0,318	0,225	0,184	0,142	0,120	0,100
286	1693,6	1,000	1,000	0,656	0,381	0,263	0,213	0,164	0,138	0,115

Таблица 2.4.13 - Вытеснение нефти рассолом

номер образц а	глубина, м	Начальная водонасыщенно сть, доли ед.	Капиллярное давление, psi							
			-1	-2	-5	-10	-15	-25	-35	-50
			Водонасыщенность, доли ед.							
59	1625,6	0,244	0,585	0,643	0,707	0,748	0,769	0,793	0,808	0,822
176	1649,1	0,296	0,612	0,657	0,708	0,742	0,759	0,780	0,793	0,806
378	1748,5	0,100	0,606	0,673	0,723	0,767	0,792	0,821	0,839	0,857
286	1693,6	0,115	0,616	0,653	0,697	0,726	0,742	0,760	0,772	0,783

Как видно из таблицы 2.4.6 и 2.4.7 остаточная водонасыщенность по одному анализу на каждый горизонт составляет: М-II-1 – 0,244 доли ед., М-II-2 – 0,296 доли ед., Ю-I – 0,100 доли ед., Ю-0 – 0,115 доли ед.

Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,178; 0,194; 0,143; 0,217 доли ед. Кривые капиллярного давления для образцов №№59, 176, 378 (скв. №202) и 286 (скв. №204) представлены на рисунке 2.4.5.

Коэффициент вытеснения нефти при этом составляет по горизонтам М-II-1 – 0,617, М-II-2 – 0,627 доли ед., Ю-I – 0,682 доли ед., Ю-0 – 0,55 доли ед.

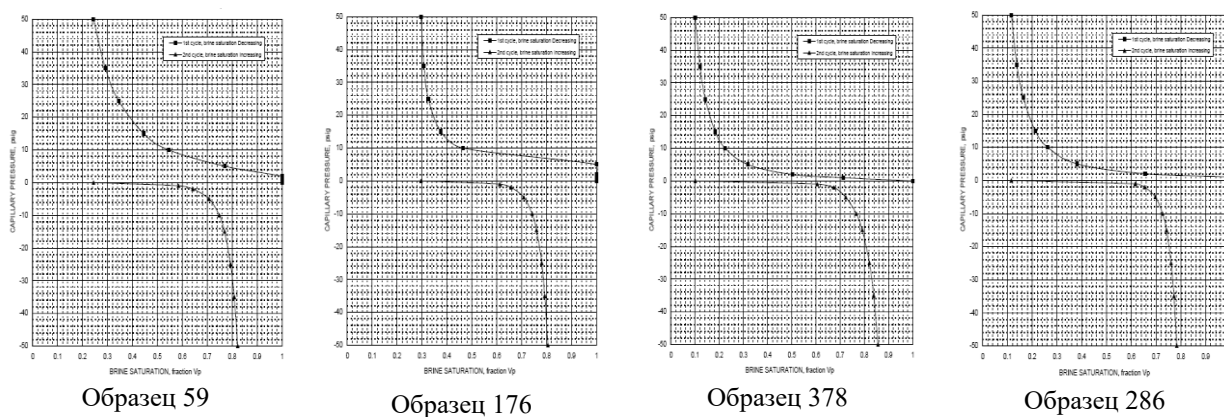


Рис. 2.4.5. Кривые капиллярного давления для образцов 59, 176, 378 (скв. №202) и 286 (скв. №204)

Анализ относительной проницаемости. Измерения относительной проницаемости с применением метода Roszelle и Jones с вытеснением нефти водой в неустановившемся режиме сделаны по четырём образцам керна из горизонтов М-II-1 (образец 57), М-II-2 (образец 179), Ю-I (образец 377) из скважины №202 и горизонта Ю-0 (образец 285) из скважины №204 (рис. 2.4.6).

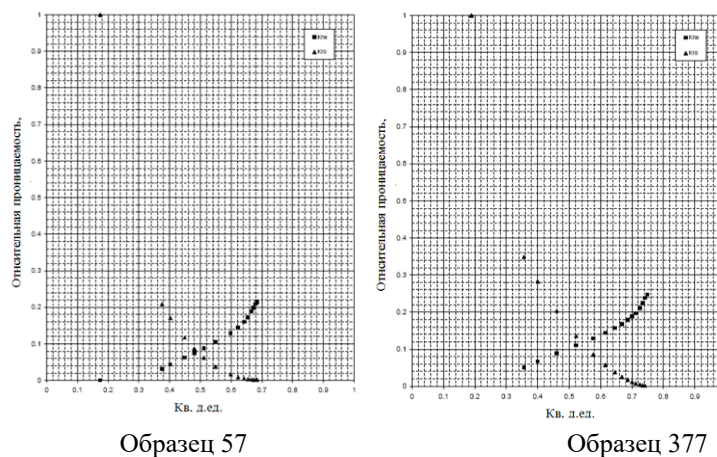


Рис. 2.4.6. Кривые относительной проницаемости для образцов 57, 377 (скв. 202)

Снижение водонасыщенности до остаточной перед выдерживанием ее в дегазированной нефти проводилось методом центрифугирования.

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на всех образцах характеризует породы как нейтральные.

Остаточная водонасыщенность по одному анализу на каждый горизонт составляет: М-II-1 – 0,174 доли ед., М-II-2 – 0,233 доли ед., Ю-I – 0,189 доли ед., Ю-0 – 0,363 доли ед.

Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,316; 0,286; 0,258; 0,287 доли ед.

Результаты относительной проницаемости вода-нефть методом неустановившегося состояния сведены в таблицу 2.4.14.

Таблица 2.4.14 - Результаты относительной проницаемости вода-нефть методом неустановившегося режима

Номер образца	Начальные условия			Конечные условия		
	водонасыщенность, доли ед.	нефтенасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по нефти, мД	эффективная проницаемость по воде, мД	коэффициент вытеснения	остаточная нефтенасыщенность, доли ед.
57	0,174	0,826	233	50	0,617	0,316
179	0,233	0,767	241	20	0,627	0,286
377	0,189	0,811	790	196	0,682	0,258
285	0,363	0,637	500	111	0,550	0,287

Анализ приемистости заводнения. Для анализа приемистости взяты четыре образца диаметром 1,5": 58 (горизонт М-II-1), 178 (горизонт М-II-2), 378 (горизонт Ю-I) из скважин №№202 и 285 (горизонт Ю-0) из скважины №204. Образцы очищены, высушены и насыщены рассолом.

Затем образцы загружаются в отдельный гидростатический кернодержатель и промываются сырой нефтью под обратным фильтрационным давлением 200 psig (1,33МПа) до остаточной водонасыщенности при давлении нагрузки 2400 psig (16,02МПа) и повышенной температуре 160°F (71°C). Эффективная нефтепроницаемость при первоначальной водонасыщенности определена при пластовых условиях давления нагрузки и температуры.

Пластовая вода введена через каждый образец при постоянном давлении. Объемы полученной нефти и воды проверены в пределах установленного времени. Испытание закончилось, когда обводненность 99,95% и более достигнута. Эффективная водопроницаемость при остаточной нефтенасыщенности определена при пластовых условиях давления и температуры.

Образцы охлаждены, разгерметизированы и взвешены, чтобы подтвердить остаточные насыщенности флюидом. Первоначальные значения насыщенности для испытания приемистости заводнения вычислены, используя окончательную насыщенность, и полученные данные нефти исправлены по объему пласта. Обводненность вычислена из полученных объемов нефти и воды. По результатам анализов, суммированных в таблице 2.4.15, остаточная водонасыщенность М-II-1 – 0,257 доли ед., М-II-2 – 0,216 доли ед., Ю-I – 0,118 доли ед. и Ю-0 – 0,438 доли ед. Остаточная нефтенасыщенность соответственно составляет 0,158; 0,333; 0,31; 0,143 доли ед.

Таблица 2.4.15 - Результаты приемистости заводнения

Номер образца	Начальные условия		Конечные условия		Коэффициент вытеснения нефти, доли ед.
	водонасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по нефти, мД	нефтенасыщенность, доли ед.	эффективная проницаемость по воде, мД	
58	0,257	37	0,158	7,4	0,787
178	0,216	480	0,333	43	0,575
379	0,118	1618	0,311	758	0,647
285	0,438	346	0,143	47	0,746

Коэффициент вытеснения нефти при этом составляет по горизонтам М-II-1 – 0,787 доли ед., М-II-2 – 0,575 доли ед., Ю-I – 0,647 доли ед., Ю-0 – 0,746 доли ед.

В период с 2013-2016гг в петрофизических лабораториях ТОО «Везерфорд-КЭР» и АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» на керне скважин №№248, 285, 294, 501 выполнены специальные исследования.

В 2021г специальные исследования на керне продолжены и выполнены в скважинах №№458, 474, 480 результаты которых описаны ниже.

Капиллярное давление методом нагнетания ртути определялось на 25 образцах керна скважин №№248, 285 горизонта Ю-II.

По результатам исследования получены кривые распределения пор по размерам в зависимости от уровня насыщенности, которые указывают на их большой диапазон – от 0,002 до 60,59 микронов. В породах-коллекторах горизонта Ю-II преобладают макропоры (рис. 2.4.7).

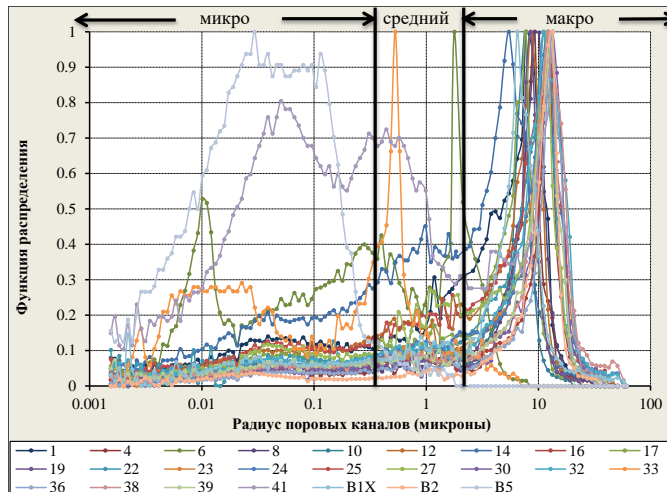
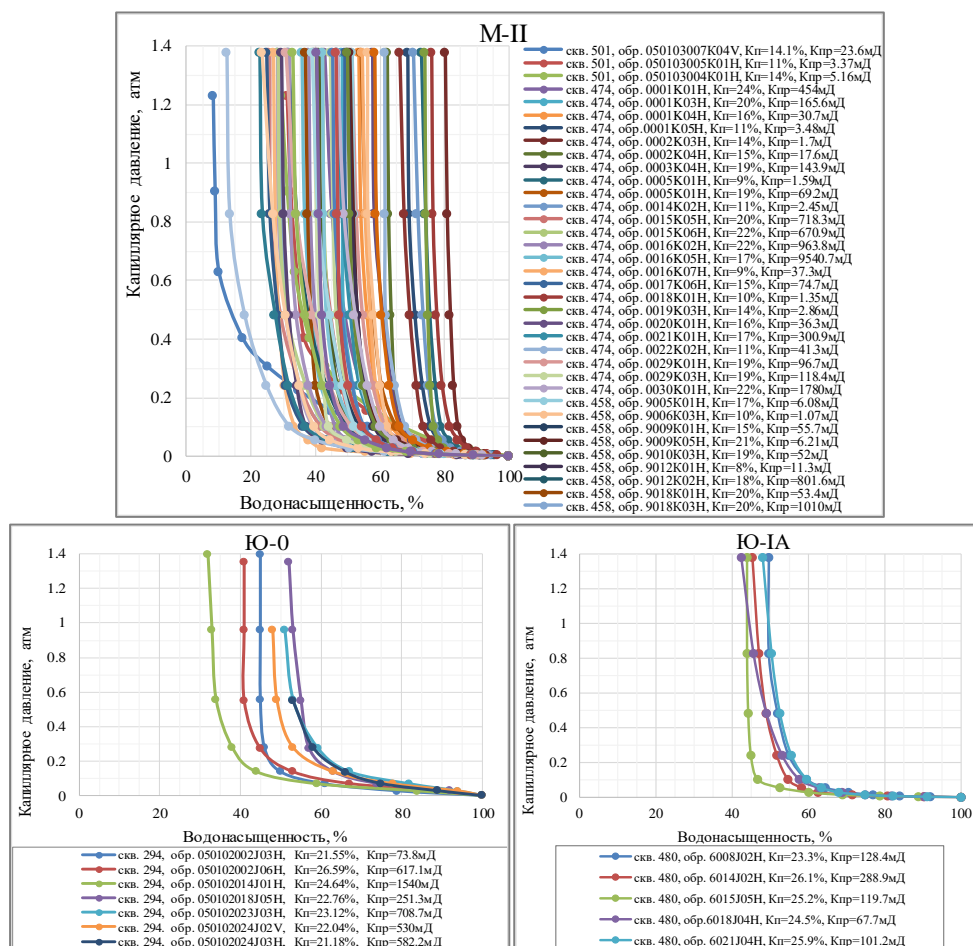


Рис. 2.4.7. Кривые распределения размера пор

Капиллярное давление методом полупроницаемой мембраны. Для измерения электрических свойств породы с определением кривой капиллярного давления использовали систему PLS-200 с 4-мя гидростатическими кернодержателями в отложениях мела и юры на 42 и 78 образцах керна скважин №№248, 285, 294, 458, 474, 480, 501.

Точность в испытаниях электрических свойств зависит от плотности контакта между образцом и электродом, что требует ровную поверхность образца, как с полупроницаемой мембраной, так и с верхней частью кернодержателя.

Эксперименты, выполненные на образцах меловых, юрских отложений показали, что образцы с пористостью соответственно от 4,7 до 31,4%, от 1,4 до 33,6%, проницаемостью соответственно от 0,127 до 4300 мД, от 0,01 до 6450 мД имеют остаточную водонасыщенность от 8,3% до 96,5%, от 14,1 до 94,9%, в среднем 45%, 55,31% соответственно. На рисунке 2.4.8 приведены зависимости капиллярного давления от водонасыщенности.



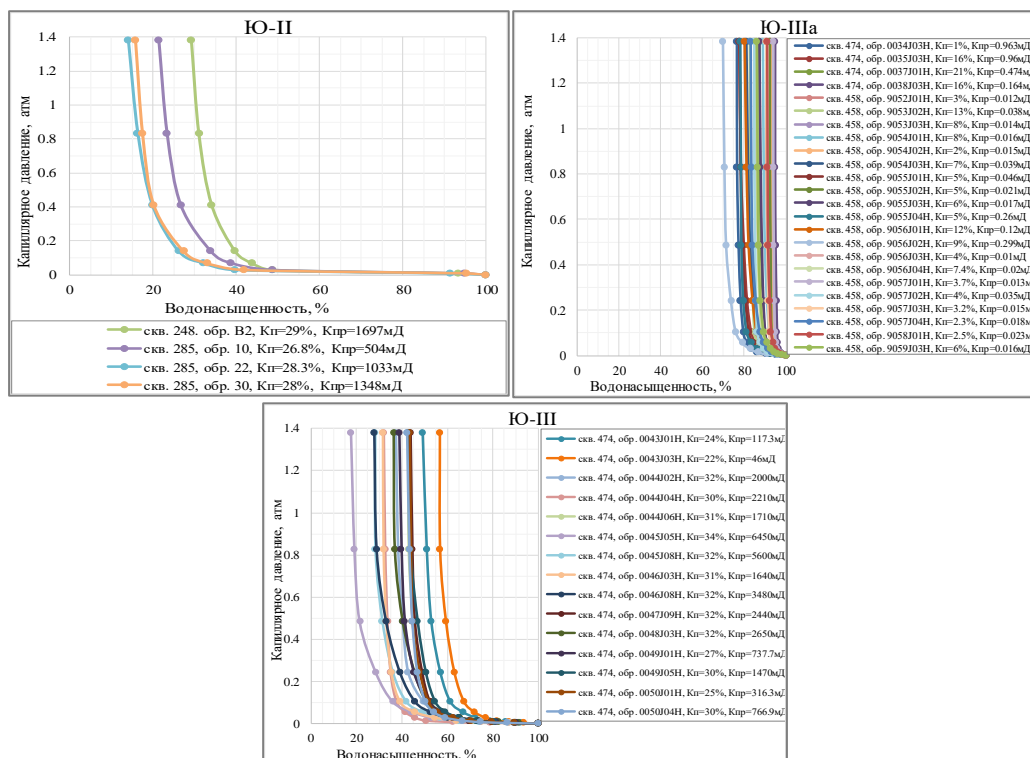


Рис. 2.4.8. Кривые капиллярного давления (мел, юра)

Кривые капиллярного давления также получены методом *центрифугирования* на 4 образцах из скважин №№248, 285 параметры которых представлены в таблице 2.4.16.

Таблица 2.4.16 - Данные к исследованиям по определению капиллярного давления

Номер скважины	Горизонт	Номер образца	Глубина отбора, м	Длина образца, см	Диаметр образца, см	Проницаемость, мД		Пористость, доли ед.	Поровый объем, см ³	Плотность зерен, г/см ³	Водонасыщенность, доли ед.
						по газу	По Клинкенбергу				
248	Ю-II	B3	1775,68	4,951	3,792	1691	1621	0,275	15,4	2,67	0,242
285		8	1780,8	5,079	3,786	869	824	0,258	14,8	2,65	0,219
		25	1786,1	5,110	3,800	806	762	0,241	13,7	2,65	0,291
		36	1789,7	5,000	3,820	992	941	0,255	14,2	2,66	0,290

По результатам данного эксперимента остаточная водонасыщенность при максимальном капиллярном давлении 400 кПа в среднем составляет 26,1%, меняясь в диапазоне 21,9-29,1%.

Относительная фазовая проницаемость определялась в неустановившемся режиме с вытеснением нефти водой на 2 образцах керна скважин №№248, 285 с пористостью от 27,3% до 28,1% и проницаемостью от 130мД до 1121 мД, где в результате получены остаточная водонасыщенность 24,8%, остаточная нефтенасыщенность – 14,75%, коэффициент вытеснения нефти водой – 80,05%. Пересечение кривых относительных проницаемостей показывает, что у образца по скважине 248 смачиваемость гидрофильная, а образец по скважине №285 является гидрофобным (рис. 2.4.9).

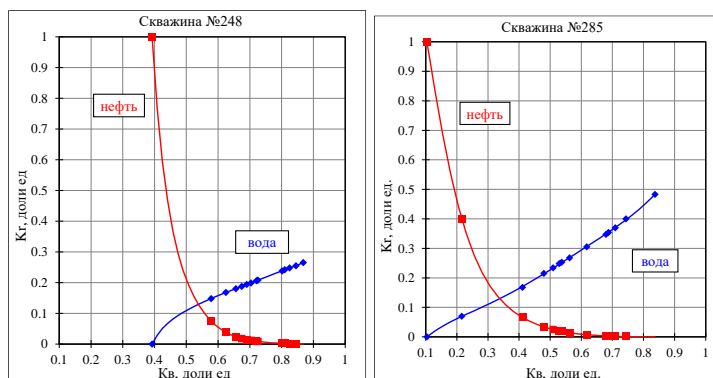


Рис. 2.4.9. Кривые относительной проницаемости для образца (скв. №248, 285)

Определение относительной проницаемости (ОФП) для системы вода-нефть при установившемся режиме в атмосферных условиях. Для определения относительных фазовых проницаемостей использовалась двухфазная вертикальная фильтрационная установка (LXRT-400T), предназначенная для исследования профилей насыщения при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях в режиме реального времени, представляя средние насыщенности в виде функции длины керна и дискретные точки вдоль керна в виде функции времени.

Исследования относительной проницаемости в системе вода-нефть проведены на 51 образцах керна меловых и юрских отложений скважин №№294, 458, 474, 480, 501.

Итоговые результаты эксперимента представлены в таблице 2.4.17.

Таблица 2.4.17 - Относительная проницаемость в системе вода-нефть

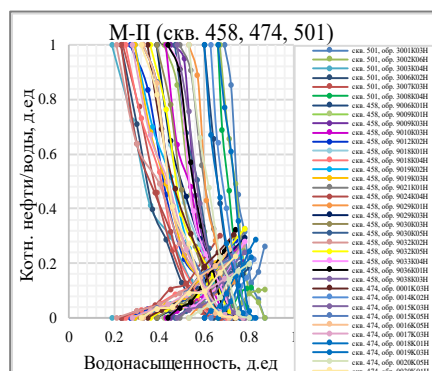
Номер скважины	Модель	Номер образца	Глубина (привязанная глубина), м	Горизонт	Проницаемость для газа $\cdot 10^{-3}$, мкм ²	Пористость, доли ед.	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	Котн. воды, доли ед.	Котн. нефти, доли ед.
294	1	2001J03H; 2002J06H	1703,93; 1705,47	Ю-0-16	367,6	0,251	0,32	0,2	0,012	0,044
	2	2004J03H	1706,76	Ю-0-2	3,58	0,16	0,38	0,21	0,012	0,033
	3	2018J05H	1720,58	Ю-0-2	251,3	0,227	0,52	0,19	0,013	0,018
458	1	9006K01H	1627,14	М-П-1	0,80	0,1302	0,60	0,20	0,026	0,016
	2	9009K01H	1629,9	М-П-1	34,20	0,1473	0,42	0,22	0,034	0,016
	3	9009K03H	1630,25	М-П-1	13,20	0,1681	0,45	0,23	0,045	0,016
	4	9010K03H	1631,3	М-П-1	15,20	0,1882	0,43	0,26	0,025	0,018
	5	9012K02H	1633,9	М-П-1	265,0	0,1795	0,27	0,26	0,033	0,019
	6	9018K01H	1640,3	М-П-1	25,30	0,2007	0,39	0,24	0,025	0,020
	7	9019K02H	1641,1	М-П-1	336,0	0,2027	0,29	0,24	0,028	0,016
	8	9019K03H	1641,4	М-П-1	221,0	0,2170	0,29	0,27	0,027	0,020
	9	9021K01H	1642,93	М-П-1	9,20	0,1859	0,49	0,22	0,036	0,023
	10	9024K04H	1646,45	М-П-1	687,0	0,2428	0,23	0,33	0,026	0,021
	11	9029K01H	1650,42	М-П-1	1,75	0,1691	0,53	0,23	0,036	0,013
	12	9029K03H	1650,8	М-П-1	75,00	0,1236	0,39	0,22	0,026	0,023
	13	9030K03H	1651,67	М-П-1	68,20	0,1919	0,39	0,27	0,031	0,017
	14	9030K05H	1651,9	М-П-1	25,20	0,1298	0,47	0,24	0,027	0,016
	15	9032K02H	1653,52	М-П-1	1725	0,3142	0,21	0,23	0,025	0,018

	16	9032K05H	1653,95	М-II-1	76,50	0,2081	0,36	0,22	0,031	0,025
	17	9033K04H	1654,53	М-II-1	35,20	0,1800	0,44	0,22	0,037	0,020
	18	9036K01H	1657,3	М-II-1	6,17	0,1221	0,44	0,26	0,036	0,025
	19	9038K03H	1659,32	М-II-1	6,70	0,1620	0,48	0,22	0,030	0,019
474	1	0001K03H	1631,9	М-II-1	53,20	0,2017	0,35	0,27	0,028	0,024
	2	0014K02H	1645,15	М-II-1	0,63	0,1076	0,63	0,18	0,026	0,015
	3	0015K03H	1646,1	М-II-1	169,0	0,1951	0,33	0,28	0,035	0,019
	4	0015K05H	1646,32	М-II-1	185,6	0,2026	0,33	0,28	0,035	0,019
	5	0016K05H	1646,43	М-II-1	173,1	0,1750	0,33	0,29	0,034	0,019
	6	0017K03H	1648,02	М-II-1	985,0	0,2373	0,28	0,23	0,027	0,014
	7	0018K01H	1648,6	М-II-1	0,23	0,0975	0,66	0,17	0,031	0,024
	8	0019K03H	1650,15	М-II-1	0,38	0,14	0,60	0,19	0,027	0,018
	9	0020K05H	1651,4	М-II-1	10,20	0,1745	0,53	0,20	0,026	0,017
	10	0030K01H	1660,53	М-II-1	887,0	0,2210	0,32	0,26	0,033	0,016
	11	0035J03H	1856,65	Ю-IIIa	0,12	0,1578	0,62	0,19	0,034	0,020
	12	0045J05H	1866,65	Ю-III	2201,0	0,3356	0,15	0,25	0,025	0,016
	13	0046J08H	1868,15	Ю-III	1001,0	0,3215	0,22	0,28	0,034	0,016
	14	0048J03H	1869,52	Ю-III	852,0	0,3152	0,14	0,25	0,030	0,030
	15	0048J06H	1869,85	Ю-III	352,0	0,3009	0,30	0,23	0,030	0,016
	16	0049J01H	1870,38	Ю-III	188,0	0,2712	0,26	0,27	0,031	0,018
	17	0049J05H	1870,75	Ю-III	278,0	0,2998	0,26	0,33	0,027	0,016
	18	0050J01H	1871,33	Ю-III	49,60	0,2545	0,27	0,33	0,032	0,019
	19	0050J04H	1871,6	Ю-III	191,0	0,2970	0,30	0,28	0,029	0,017
	20	0050J09H	1872,06	Ю-III	121,0	0,2843	0,28	0,29	0,025	0,016
480	1	6015J02H	1747,22	Ю-IA	321,4	0,271	0,32	0,28	0,019	0,030
	2	6015J04H	1747,77	Ю-IA	586,8	0,285	0,30	0,25	0,015	0,028
	3	6017J01H	1749,2	Ю-IA	651	0,248	0,28	0,31	0,015	0,030
501	1	3001K03H	1657,15	М-II-1	105,2	0,183	0,686	0,13	0,002	0,07
	2	3002K06H	1658,18	М-II-1	21	0,182	0,672	0,131	0,011	0,059
	3	3003K04H	1658,69	М-II-1	865,4	0,162	0,193	0,294	0,006	0,045
	4	3006K02H	1661,59	М-II-1	4,76	0,155	0,228	0,36	0,007	0,04
	5	3007K03H	1662,93	М-II-1	451,8	0,15	0,242	0,319	0,004	0,036
	6	3008K04H	1664,25	М-II-1	2,03	0,128	0,657	0,187	0,009	0,041

В результате исследования для *горизонта М-II-1* остаточная водонасыщенность по 35 образцам из скважин №№458, 474, 501 меняется от 19,3 до 68,6%, в среднем составляя 41,73%.

Для *горизонтов Ю-0, Ю-IA и Ю-III* исследования проводились на 16 образцах керна скважин №№294, 474, 480 с пористостью от 16 до 33,6% и проницаемостью от 3,58 до 2201 мД, при этом остаточная водонасыщенность меняется в диапазоне 14-62%, в среднем составляя 30,75%.

Кривые относительной проницаемости представлены на рис. 2.4.10.



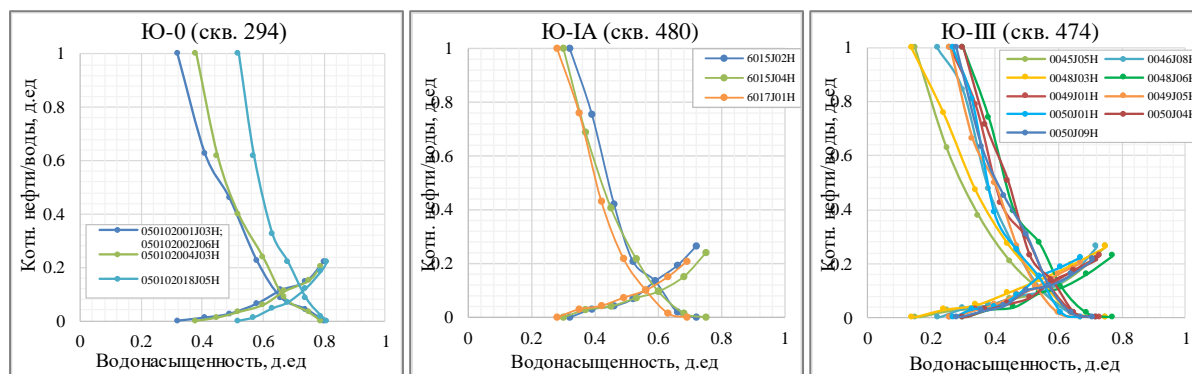


Рис. 2.4.10. Кривые относительной проницаемости в системе нефть-вода

Пересечение кривых относительной фазовой проницаемости на образцах характеризуют породы, как гидрофильные.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 51 образцах керна меловых и юрских отложений.

В таблице 2.4.18 приведены параметры использованных для эксперимента образцов и полученные результаты.

Коэффициент вытеснения нефти для меловых отложений по 35 образцам скважин №№501, 474 составляет 57,8%, для юрских отложений на 16 образцах скважин №№294, 474, 480 составляет в среднем 62,45%.

Таблица 2.4.18 - Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой

Номер модели	Номер образца	Горизонт	Глубина, м	Привязанная глубина, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость для газа * 10 ⁻³ , мкм ²	Остаточная водонасыщенность, S _{вост} доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, S _{ност} доли ед.	Коэффициент вытеснения, β, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Скважина №294									
1	2001J03H; 2002J06H	Ю-0-16	1703,93; 1705,47	1703,93; 1705,47	0,251	367,55	0,32	0,2	0,71
2	2004J03H	Ю-0-2	1706,76	1706,76	0,16	3,58	0,38	0,21	0,66
3	2018J05H	Ю-0-2	1720,58	1720,58	0,227	251,3	0,52	0,19	0,6
Скважина №458									
1	9005K02H	М-П-1	1625,90	1626,6	0,1558	2,20	0,552	0,226	0,496
2	9009K02H	М-П-1	1629,30	1630	0,1752	74,20	0,420	0,273	0,53
3	9009K05H	М-П-1	1629,95	1630,65	0,2086	2,80	0,554	0,203	0,544
4	9010K01H	М-П-1	1630,10	1630,8	0,2259	75,50	0,388	0,287	0,532
5	9012K03H	М-П-1	1633,50	1634	0,2063	95,60	0,376	0,221	0,647
6	9013K01H	М-П-1	1634,05	1634,57	0,0650	0,12	0,636	0,188	0,485
7	9018K03H	М-П-1	1639,77	1640,47	0,2004	425,00	0,378	0,200	0,678
8	9019K01H	М-П-1	1640,05	1640,75	0,2097	88,00	0,405	0,257	0,567
9	9020K01H	М-П-1	1641,08	1641,78	0,1879	387,00	0,332	0,251	0,625
10	9020K03H	М-П-1	1641,60	1642,3	0,2338	92,00	0,328	0,288	0,571
11	9022K03H	М-П-1	1642,60	1643,3	0,0868	7,20	0,454	0,241	0,558
12	9024K01H	М-П-1	1644,67	1645,37	0,2446	178,00	0,252	0,302	0,597
13	9025K04H	М-П-1	1645,75	1646,45	0,1427	28,20	0,374	0,248	0,605

14	9030K02H	М-II-1	1650,75	1651,45	0,1872	20,10	0,423	0,230	0,601
15	9032K04H	М-II-1	1653,05	1653,75	0,3208	996,00	0,197	0,251	0,687
16	9033K02H	М-II-1	1653,44	1654,14	0,1680	10,10	0,477	0,229	0,563
17	9033K06H	М-II-1	1654,12	1654,82	0,2274	221,00	0,261	0,292	0,604
18	9038K01H	М-II-1	1658,45	1659,15	0,1691	8,20	0,437	0,232	0,588
19	9040K02H	М-II-1	1660,70	1661,4	0,1953	30,02	0,451	0,263	0,522
<i>Скважина №474</i>									
1	0002K04H	М-II-1	1630,78	1633,23	0,1455	3,50	0,477	0,240	0,6108
2	0003K04H	М-II-1	1631,30	1633,75	0,1900	47,20	0,378	0,235	0,622
3	0005K01H	М-II-1	1633,05	1635,5	0,0867	0,33	0,636	0,179	0,509
4	0010K01H	М-II-1	1638,10	1640,55	0,1874	19,30	0,427	0,237	0,587
5	0015K06H	М-II-1	1643,98	1646,43	0,2155	176,60	0,386	0,203	0,670
6	0017K05H	М-II-1	1645,80	1648,25	0,1788	312,00	0,305	0,208	0,701
7	0020K01H	М-II-1	1648,40	1650,85	0,1623	9,30	0,440	0,258	0,539
8	0021K03H	М-II-1	1649,75	1652,2	0,0655	0,78	0,608	0,200	0,489
9	0022K02H	М-II-1	1650,18	1652,63	0,1080	11,10	0,505	0,218	0,56
10	0029K03H	М-II-1	1657,82	1660,27	0,1919	20,10	0,383	0,284	0,54
11	0043J01H	Ю-III	1862,10	1864,35	0,2444	19,80	0,355	0,280	0,566
12	0043J03H	Ю-III	1862,35	1864,6	0,2157	12,10	0,400	0,265	0,559
13	0043J07H	Ю-III	1862,87	1865,12	0,2745	101,00	0,331	0,232	0,653
14	0044J04H	Ю-III	1863,60	1865,85	0,3036	352,00	0,179	0,290	0,646
15	0044J06H	Ю-III	1863,75	1866	0,3109	299,50	0,150	0,338	0,603
16	0045J08H	Ю-III	1864,63	1866,88	0,3230	1896,00	0,073	0,300	0,676
17	0046J03H	Ю-III	1865,45	1867,7	0,3133	210,00	0,244	0,256	0,661
18	0046J06H	Ю-III	1865,76	1868,01	0,3155	321,00	0,248	0,309	0,589
19	0049J06H	Ю-III	1868,67	1870,92	0,2707	111,00	0,279	0,237	0,671
20	0050J07H	Ю-III	1869,68	1871,93	0,2369	24,30	0,365	0,255	0,598
<i>Скважина №480</i>									
1	6014J03H	Ю-IA	1746,98	1746,98	0,2682	413,9	0,38	0,214	0,656
2	6015J03H	Ю-IA	1747,66	1747,66	0,2712	376,3	0,37	0,251	0,602
3	6018J03H	Ю-IA	1750,52	1750,52	0,2731	111,4	0,371	0,288	0,542
<i>Скважина №501</i>									
1	3001K03H	М-II-1	1653,85	1657,15	0,183	105,2	0,686	0,13	0,59
2	3002K06H	М-II-1	1654,88	1658,18	0,182	21	0,672	0,131	0,60
3	3003K04H	М-II-1	1655,39	1658,69	0,162	865,4	0,193	0,294	0,64
4	3006K02H	М-II-1	1658,29	1661,59	0,155	4,76	0,228	0,36	0,53
5	3007K03H	М-II-1	1659,63	1662,93	0,15	451,8	0,242	0,319	0,58
6	3008K04H	М-II-1	1660,95	1664,25	0,128	2,03	0,657	0,187	0,45

Анализ смачиваемости. Эксперимент выполнен на 49 образцах керна скважин №№248, 285, 294, 458, 474, 501. Исследования показали, что все образцы – гидрофильные.

В таблице 2.4.19 приведены средние значения и интервалы изменения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам, полученные на основе анализа всех результатов специальных исследований керна. Полученные обобщённые параметры рекомендованы к использованию в гидродинамических расчётах.

Таблица 2.4.19 - Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам

Наименование горизонтов	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 насыщенной связанной водой
М-II	Количество определений	64	78	78	73	71	35	35
	Среднее значение	170,04	0,393	0,607	0,237	0,589	0,026	0,0239
	Интервал изменения	2,03-1725	0,083-0,686	0,314-0,917	0,13-0,36	0,45-0,787	0,002-0,045	0,013-0,07
Ю-0	Количество определений	7	14	14	6	5	4	4
	Среднее значение	456	0,405	0,595	0,208	0,653	0,0125	0,031
	Интервал изменения	3,58-871	0,115-0,53	0,47-0,885	0,143-0,287	0,55-0,746	0,012-0,13	0,018-0,044
Ю-I	Количество определений	10	10	10	9	8	3	3
	Среднее значение	2394	0,263	0,737	0,256	0,616	0,016	0,029
	Интервал изменения	1297-3720	0,1-0,38	0,62-0,90	0,143-0,31	0,542-0,682	0,015-0,019	0,028-0,030
Ю-II	Количество определений	3	7	7	3	3	-	-
	Среднее значение	889	0,162	0,838	0,163	0,826	-	-
	Интервал изменения	806-992	0,104-0,214	0,786-0,896	0,143-0,311	0,81-0,826	-	-
Ю-III	Количество определений	19	21	21	21	21	10	10
	Среднее значение	12,1-2201	0,264	0,736	0,266	0,630	0,029	0,0184
	Интервал изменения	451,59	0,073-0,620	0,38-0,927	0,133-0,338	0,50-0,85	0,025-0,034	0,016-0,030

2.5 Подсчетные параметры, запасы нефти и газа

В 01.07.2025г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ «Инжиниринг» выполнен «Пересчет извлекаемых запасов УВС месторождения Акшабулак Центральный» (по состоянию изученности на 01.07.2025).

В целом по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению составили:

нефти:

по категории $B+C_1$ – 91749/53505 тыс.т.

по категории C_2 - 5291/717 тыс.т

растворенного газа:

по категории $B+C_1$ – 9858/ 7753 млн.м³

по категории C_2 – 388/ 91 млн.м³

Оценка утвержденных запасов нефти и газа месторождения Акшабулак Центральный в рамках отчета «Пересчет извлекаемых запасов УВС месторождения Акшабулак Центральный» производилась объемным методом и приведен в таблицах 2.5.1-2.5.2.

2.5.1 Сводная таблица балансовых и забалансовых запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2026г

Горизонт	Сегмент	Территория	Блок	Зона	Категориность	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициент пористости, (д.ед.)	Коэффициент нефтенасыщенности, (д.ед.)	Плотность нефти, г/см ³	Пересчетный коэффициент. д.ед.	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Извлекаемые запасы нефти,тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Запасы растворенного, газа млн.м ³		
																	Геологические	Извлекаемые	
Балансовые запасы																			
М-II-1	Северный свод	В пределах контрактной территории	I	ЧНЗ	B	5696	10,8	61673	0,18	0,50	0,827	0,923	4237	0,251	1063	27,5	117	53	
					C ₁	815	7,5	6088	0,18	0,50	0,827	0,923	418	0,251	105	27,5	11	5	
					B+C ₁	6511	10,4	67762					4655		1167		128	58	
				ВНЗ	B	2156	9,0	19345	0,18	0,50	0,827	0,923	1329	0,245	326	27,5	37	16	
					C ₁	7708	4,7	36437	0,18	0,50	0,827	0,923	2503	0,245	613	27,5	69	30	
					B+C ₁	9864	5,7	55782					3832		939		106	47	
			Всего	C ₂	3211	1,9	6166	0,18	0,50	0,827	0,923	424	0,123	52	27,5	12	3		
				B	7852	10,3	81018					5566		1388		154	69		
				C ₁	8523	5,0	42525					2921		718		80	36		
				B+C ₁	16375	7,5	123544					8487		2106		234	104		
			II	ВНЗ	C ₁	3056	6,1	18575	0,18	0,50	0,827	0,923	1276	0,245	313	27,5	35	16	
					II'	ВНЗ	C ₁	1099	4,8	5274	0,18	0,50	0,827	0,923	362	0,245	89	27,5	10
			Всего	C ₁	4154	5,7	23849					1638		401		45	20		
				Итого по Северному своду				B	7852	10,3	81018					5566		1388	
	C ₁	12677	5,2					66374					4559		1119		125	56	
	B+C ₁	20529	7,2					147392					10125		2508		279	124	
	C ₂	3211	1,9					6166					424		52		12	3	
	Южный свод	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	654	13,4	8745	0,17	0,49	0,819	0,864	515	0,251	129	57	29	7	
					C ₁	32	7,0	223	0,17	0,49	0,819	0,864	13	0,251	3	57	1	0	
					B+C ₁	686	13,1	8968					528		133		30	8	
				ВНЗ	B	7750	10,0	77627	0,17	0,49	0,819	0,864	4576	0,267	1224	57	261	70	
					C ₁	9129	5,1	46371	0,17	0,49	0,819	0,864	2733	0,267	731	57	156	42	
					B+C ₁	16879	7,3	123998					7309		1955		417	112	
			II	ВНЗ	C ₁	1711	4,0	6843	0,17	0,49	0,819	0,864	403	0,267	108	57	23	6	
			Всего	B	8404	10,3	86372					5091		1353		290	77		
				C ₁	10872	4,9	53437					3149		842		180	48		
				B+C ₁	19276	7,3	139810					8240		2195		470	125		
		За пределами контрактной территорий		I	ВНЗ	B	47	7,6	357	0,17	0,49	0,819	0,864	21	0,267	6	57	1	0
			C ₁			41	3,8	156	0,17	0,49	0,819	0,864	9	0,267	2	57	0	0	
			B+C ₁			87	5,9	513					30		8		1	0	
			Итого по Южному своду				B	8451	10,3	86729					5112		1359		291
		C ₁					10913	4,9	53594					3158		844		180	48
		B+C ₁					19363	7,2	140323					8270		2203		471	126
	Итого по горизонту М-II-1					B	16303	10,3	167747					10678		2747		445	146
C ₁						23590	5,1	119968					7717		1964		305	104	
B+C ₁						39892	7,2	287715					18395		4710		750	250	
C ₂						3211	1,9	6166					424		52		12	3	
М-II-2			I	ЧНЗ	B	2269	4,3	9816,1	0,17	0,53	0,827	0,923	675	0,338	228	27,5	19	11	

	Северный свод	В пределах контрактной территории		ВНЗ	C ₁	5052,5	2,5	12513,8	0,17	0,53	0,827	0,923	861	0,338	291	27,5	24	14		
B+C ₁					7322	3,0	22330					1536		519		42	26			
B					172	4,2	723	0,17	0,53	0,827	0,923	50	0,329	17	27,5	1	1			
C ₁					1246	2,8	3458	0,17	0,53	0,827	0,923	238	0,329	78	27,5	7	4			
B+C ₁					1417	2,9	4181					288		95		8	5			
<i>Итого по горизонту М-II-2</i>					<i>B</i>	<i>2441</i>	<i>4,3</i>	<i>10539</i>					<i>725</i>		<i>245</i>		<i>20</i>	<i>12</i>		
					<i>C₁</i>	<i>6298</i>	<i>2,5</i>	<i>15972</i>					<i>1099</i>		<i>369</i>		<i>30</i>	<i>18</i>		
					<i>B+C₁</i>	<i>8739</i>	<i>3,0</i>	<i>26511</i>					<i>1824</i>		<i>614</i>		<i>50</i>	<i>30</i>		
<i>Итого по горизонту М</i>					<i>B</i>			<i>178286</i>					<i>11403</i>		<i>2991</i>		<i>465</i>	<i>158</i>		
					<i>C₁</i>			<i>135939</i>					<i>8816</i>		<i>2333</i>		<i>335</i>	<i>122</i>		
					<i>B+C₁</i>			<i>314226</i>					<i>20219</i>		<i>5324</i>		<i>800</i>	<i>280</i>		
					<i>C₂</i>			<i>6166</i>					<i>424</i>		<i>52</i>		<i>12</i>	<i>3</i>		
За балансовые запасы																				
Ю-0-1а	Северный свод	В пределах контрактной территории	I	ВНЗ	C ₂	1578	0,9	1365	0,22	0,47	0,828	0,873	102	0,097	10	53,8	6	1		
	Южный свод		I	ВНЗ	C ₂	906	1,1	981	0,23	0,52	0,817	0,799	77	0,051	4	96,7	7	0,4		
			II	ВНЗ	C ₂	480	0,7	336	0,23	0,52	0,817	0,799	26	0,510	13	96,7	3	1		
<i>Итого по горизонту Ю-0-1а</i>					<i>C₂</i>	<i>2964</i>	<i>0,9</i>	<i>2682</i>					<i>205</i>		<i>27</i>		<i>15</i>	<i>3</i>		
Балансовые запасы																				
Ю-0-16	Русло 2 (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	456	14	6408	0,26	0,55	0,828	0,873	662	0,377	250	53,8	36	24		
					C ₁	351	11,2	3945	0,26	0,55	0,828	0,873	408	0,377	154	53,8	22	15		
					B+C ₁	807	12,8	10353					1070		403		58	39		
					C ₂	150	4,0	601	0,26	0,55	0,828	0,873	62	0,252	16	53,8	3	2		
			ВНЗ	C ₁	111	6,2	692	0,26	0,55	0,828	0,873	72	0,371	27	53,8	4	3			
				C ₂	224	2,2	497	0,26	0,55	0,828	0,873	51	0,247	13	53,8	3	1			
			II	ЧНЗ	C ₂	82	3,4	281	0,26	0,55	0,828	0,873	29	0,252	7	53,8	2	1		
				ВНЗ	C ₂	298	2,5	753	0,26	0,55	0,828	0,873	78	0,247	19	53,8	4	2		
			<i>Всего</i>		<i>B</i>	<i>456</i>	<i>14,0</i>	<i>6408</i>					<i>662</i>		<i>250</i>		<i>36</i>	<i>24</i>		
					<i>C₁</i>	<i>462</i>	<i>10,0</i>	<i>4637</i>					<i>480</i>		<i>181</i>		<i>26</i>	<i>17</i>		
					<i>B+C₁</i>	<i>918</i>	<i>12,0</i>	<i>11045</i>					<i>1142</i>		<i>430</i>		<i>62</i>	<i>41</i>		
					<i>C₂</i>	<i>754</i>	<i>2,8</i>	<i>2132</i>					<i>220</i>		<i>55</i>		<i>12</i>	<i>5</i>		
	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	666	2,4	1592	0,23	0,48	0,828	0,873	127	0,199	25	53,8	7	3		
					C ₁	4437	2,6	11414	0,23	0,48	0,828	0,873	911	0,199	181	53,8	49	18		
					B+C ₁	5102	2,5	13006					1038		207		56	20		
					C ₂	2335	3,0	6967	0,23	0,48	0,828	0,873	556	0,100	56	53,8	30	5		
			ВНЗ	C ₁	636	1,6	1036	0,23	0,48	0,828	0,873	83	0,194	16	53,8	5	2			
				C ₂	2855	1,4	4003	0,23	0,48	0,828	0,873	319	0,097	31	53,8	17	3			
			II	ЧНЗ	C ₂	123	3,3	400	0,23	0,48	0,828	0,873	32	0,100	3	53,8	2	0		
				ВНЗ	C ₁	1362	3,2	4351	0,23	0,48	0,828	0,873	347	0,194	67	53,8	19	7		
				ВНЗ	C ₂	703	0,9	629	0,23	0,48	0,828	0,873	50	0,097	5	53,8	3	1		
			<i>Всего</i>		<i>B</i>	<i>666</i>	<i>2,4</i>	<i>1592</i>					<i>127</i>		<i>25</i>		<i>6,8</i>	<i>2,5</i>		
					<i>C₁</i>	<i>6435</i>	<i>2,6</i>	<i>16801</i>					<i>1341</i>		<i>265</i>		<i>72,2</i>	<i>25,7</i>		
					<i>B+C₁</i>	<i>7100</i>	<i>2,6</i>	<i>18393</i>					<i>1468</i>		<i>290</i>		<i>79,0</i>	<i>28,2</i>		
					<i>C₂</i>	<i>6016</i>	<i>2,0</i>	<i>11999</i>					<i>957</i>		<i>95</i>		<i>51,5</i>	<i>9,2</i>		
	<i>Итого по Северному своду</i>					<i>B</i>	<i>1122</i>	<i>7,1</i>	<i>8000</i>					<i>789</i>		<i>275</i>		<i>42,4</i>	<i>26</i>	
						<i>C₁</i>	<i>6897</i>	<i>3,1</i>	<i>21438</i>					<i>1821</i>		<i>445</i>		<i>98,1</i>	<i>43</i>	
						<i>B+C₁</i>	<i>8019</i>	<i>3,7</i>	<i>29438</i>					<i>2610</i>		<i>720</i>		<i>140,5</i>	<i>69</i>	
						<i>C₂</i>	<i>6770</i>	<i>2,1</i>	<i>14131</i>					<i>1177</i>		<i>149</i>		<i>63,3</i>	<i>14</i>	
								I	ЧНЗ	B	153	9,1	1388	0,27	0,55	0,817	0,799	135	0,421	57

	Русло 2 (Южный свод)	В пределах контрактной территорий		ВНЗ	C ₁	69	9,2	635	0,27	0,55	0,817	0,799	62	0,421	26	96,7	6	2			
					B+C ₁	222	9,1	2023					197		83		19	7			
					C ₂	72	8,4	602	0,27	0,55	0,817	0,799	58	0,295	17	96,7	6	1			
					B	81	4,3	344	0,27	0,55	0,817	0,799	33	0,415	14	96,7	3	1			
					C ₁	88	3,9	344	0,27	0,55	0,817	0,799	33	0,415	14	96,7	3	1			
					B+C ₁	169	4,1	688					66		27		6	2			
			C ₂	41	3,5	143	0,27	0,55	0,817	0,799	14	0,291	4	96,7	1	0					
			II	ВНЗ	C ₁	213	4,1	863	0,27	0,55	0,817	0,799	84	0,415	35	96,7	8	3			
			Всего		B	234	7,4	1731					168		71		16	6			
					C ₁	157	6,2	979					95		40		9	3			
					B+C ₁	391	6,9	2710					263		110		26	9			
					C ₂	326	4,9	1608					156		56		15	5			
	Русло 4 (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	1474	19,5	28777	0,27	0,55	0,817	0,799	2790	0,338	943	96,7	270	84			
					C ₁	142	14,2	2020	0,27	0,55	0,817	0,799	196	0,338	66	96,7	19	6			
					B+C ₁	1616	19,1	30798					2986		1009		289	90			
				ВНЗ	B	18	20,6	360	0,27	0,55	0,817	0,799	35	0,332	12	96,7	3	1			
					C ₁	355	12,9	4569	0,27	0,55	0,817	0,799	443	0,332	147	96,7	43	13			
			II	ЧНЗ	B+C ₁	373	13,2	4929					478		159		46	14			
					C ₁	48	6,7	321	0,27	0,55	0,817	0,799	31	0,338	11	96,7	3	1			
				ВНЗ	C ₁	88	3,5	306	0,27	0,55	0,817	0,799	30	0,332	10	96,7	3	1			
			Всего		B	1491	19,5	29138					2825		955		273	85			
					C ₁	633	11,4	7216					700		234		68	21			
					B+C ₁	2124	17,1	36354					3525		1188		341	106			
	Русловые (Южный свод)	Итого				B	1725	17,9	30869					2993		1025		290	91		
						C ₁	790	10,4	8195					795		274		77	24		
						B+C ₁	2515	15,5	39064					3788		1299		366	115		
						C ₂	326	4,9	1608					156		56		15	5		
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	673	3,4	2262	0,24	0,49	0,817	0,799	174	0,124	22	96,7	17	2			
					C ₁	5679	2,2	12479	0,24	0,49	0,817	0,799	958	0,124	119	96,7	93	12			
					B+C ₁	6352	2,3	14741					1132		140		109	14			
				ВНЗ	C ₂	1003	1,1	1069	0,24	0,49	0,817	0,799	82	0,062	5	96,7	8	1			
					C ₁	1477	1,6	2385	0,24	0,49	0,817	0,799	183	0,119	22	96,7	18	2			
			II	ЧНЗ	C ₂	1135	1,0	1127	0,24	0,49	0,817	0,799	87	0,051	4	96,7	8	0			
					C ₂	331	2,9	970	0,24	0,49	0,817	0,799	74	0,062	5	96,7	7	0			
				ВНЗ	C ₂	401	1,6	629	0,24	0,49	0,817	0,799	48	0,051	2	96,7	5	0			
			Всего		B	673	3,4	2262					174		21,6		16,8	2,1			
					C ₁	7156	2,1	14864					1141		140,6		110,3	13,6			
					B+C ₁	7829	2,2	17126					1315		162,2		127,1	15,7			
					C ₂	2869	1,3	3795					291		16,5		28,1	1,5			
		Итого по Южному своду			B	2398	13,8	33131					3167		1047		306	93			
					C ₁	7947	2,9	23059					1936		414		187	38			
					B+C ₁	10344	5,4	56190					5103		1461		494	131			
					C ₂	3195	1,7	5403					447		73		43	6			
	Итого по горизонту Ю-0-1б				B	3519	11,7	41131					3956		1322		349	120			
					C ₁	14843	3,0	44497					3757		859		285	81			
					B+C ₁	18363	4,7	85628					7713		2181		634	200			
					C ₂	9964	2,0	19534					1624		222		107	21			
Σ			I+II	ВНЗ	B	339	13,1	4447	0,26	0,49	0,828	0,873	410	0,201	82	53,8	22	7			

	Русло 3 (Северный свод)	В пределах контрактной территорий			C ₁	794	8,6	6803	0,26	0,49	0,828	0,873	626	0,201	126	53,8	34	10				
					B+C ₁	1133	9,9	11250					1036		208		56	17				
	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	858	4,6	3923	0,24	0,50	0,828	0,873	340	0,257	87	53,8	18	9				
					C ₁	4390	5,0	22167	0,24	0,50	0,828	0,873	1923	0,257	494	53,8	104	48				
					B+C ₁	5248	5,0	26091					2263		582		122	57				
					C ₂	822	3,4	2789	0,24	0,50	0,828	0,873	242	0,101	24	53,8	13	2				
				ВНЗ	B	535	2,4	1310	0,24	0,50	0,828	0,873	114	0,247	28	53,8	6	3				
					C ₁	2121	3,8	8143	0,24	0,50	0,828	0,873	706	0,247	174	53,8	38	17				
					B+C ₁	2656	3,6	9453					820		203		44	20				
					C ₂	3029	2,2	6593	0,24	0,50	0,828	0,873	572	0,097	56	53,8	31	5				
			II	ВНЗ	C ₁	771	3,3	2580	0,24	0,50	0,828	0,873	224	0,247	55	53,8	12	5				
					C ₂	323	2,6	827	0,24	0,50	0,828	0,873	72	0,097	7	53,8	4	1				
			Всего				B	1393	3,8	5234					454		116		24	11		
							C ₁	7282	5	32890					2853		724		154	70		
							B+C ₁	8675	4,4	38124					3307		840		178	82		
							C ₂	4174	2,4	10209					886		87		48	9		
	Итого по Северному своду					B	1732	5,6	9681					864		198		47	18			
						C ₁	8076	4,9	39693					3479		850		187	81			
						B+C ₁	9808	5,0	49374					4343		1048		234	99			
						C ₂	4174	2,4	10209					886		87		48	9			
	Русло 3 (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	288	20,5	5911	0,25	0,50	0,817	0,799	482	0,406	196	96,7	47	21				
					C ₁	3	8,4	26	0,25	0,50	0,817	0,799	2	0,406	1	96,7	0	0				
					B+C ₁	291	20,4	5938					484		197		47	21				
				ВНЗ	B	130	16,1	2093	0,25	0,50	0,817	0,799	171	0,403	69	96,7	17	7				
					C ₁	345	8,4	2900	0,25	0,50	0,817	0,799	237	0,403	96	96,7	23	10				
					B+C ₁	475	10,5	4993					408		164		39	18				
				Всего	B	418	19,1	8004					653		265		63	28				
					C ₁	348	8,4	2926					239		96		23	10				
					B+C ₁	766	14,3	10930					892		361		86	39				
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B	1779	3,4	6080	0,24	0,50	0,817	0,799	476	0,151	72	96,7	46	7				
					C ₁	1790	3,6	6357	0,24	0,50	0,817	0,799	498	0,151	75	96,7	48	7				
					B+C ₁	3569	3,5	12437					974		147		94	14				
					C ₂	166	2,5	411	0,24	0,50	0,817	0,799	32	0,076	2	96,7	3	0				
				ВНЗ	B	687	2,2	1505	0,24	0,50	0,817	0,799	118	0,113	13	96,7	11	1				
					C ₁	2919	2,7	7904	0,24	0,50	0,817	0,799	619	0,113	70	96,7	60	7				
					B+C ₁	3606	2,6	9408					737		83		71	8				
					C ₂	1299	2,2	2833	0,24	0,50	0,817	0,799	222	0,057	13	96,7	22	1				
				Всего	B	2466	3,1	7585					594		85		57	8				
					C ₁	4708	3,0	14261					1117		145		108	14				
					B+C ₁	7175	3,0	21846					1711		230		166	22				
					C ₂	1465	2,2	3243					254		15		25	1				
	Итого по Южному своду					B	2884	5,4	15588					1247		350		121	37			
						C ₁	5057	3,4	17187					1356		241		131	24			
						B+C ₁	7941	4,1	32776					2603		591		252	61			
						C ₂	1465	2,2	3243					254		15		25	1			
Итого по горизонту Ю-0-2					B	4616	5,5	25269					2111		548		167	54				
					C ₁	13132	4,3	56880					4835		1091		319	105				
					B+C ₁	17749	4,6	82150					6946		1639		486	159				

					C ₂	5639	2,4	13452					1139		102		72	10		
Ю-Ia	Русло 5 (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	B	1036	19,7	20421	0,26	0,55	0,828	0,873	2111	0,561	1184	53,8	114	96		
					C ₁	87	8,9	776	0,26	0,55	0,828	0,873	80	0,561	45	53,8	4	4		
					B+C ₁	1123	18,9	21197					2191		1229		118	100		
				ВНЗ	C ₁	335	4,5	1513	0,26	0,55	0,828	0,873	156	0,556	87	53,8	8	7		
					Всего	B	1036	19,7	20421					2111		1184		114	96	
						C ₁	422	5,4	2289					236		132		12,7	11	
				B+C ₁		1458	15,6	22710					2347		1316		126	107		
	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	C ₁	2718	4,0	10922	0,24	0,51	0,828	0,873	966	0,120	116	53,8	52	11		
					C ₂	1282	4,2	5363	0,24	0,51	0,828	0,873	474	0,049	23	53,8	26	2		
				ВНЗ	C ₁	616	2,7	1668	0,24	0,51	0,828	0,873	148	0,111	16	53,8	8	2		
					C ₂	2550	2,2	5658	0,24	0,51	0,828	0,873	501	0,056	28	53,8	27	3		
				Всего	C ₁	3334	3,8	12590					1114		132		60	13		
					C ₂	3832	2,9	11021					975		51		53	5		
	Итого по Северному своду					B	1036	19,7	20421					2111		1184		114	96	
						C ₁	3755	4,0	14879					1350		264		73	24	
						B+C ₁	4791	7,4	35300					3461		1448		186	120	
						C ₂	3832	2,9	11021					975		51		53	5	
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I (р-н скв.479)	ВНЗ	C ₁	157	2,5	399	0,23	0,47	0,817	0,799	28	0,111	3	96,7	3	0		
			I (р-н скв.363,452)	ВНЗ	C ₁	438	2,1	939	0,23	0,47	0,817	0,799	66	0,111	7	96,7	6	1		
			I (р-н скв.447)	ВНЗ	C ₂	83	1,5	121	0,23	0,47	0,817	0,799	9	0,056	1	96,7	1	0		
	Итого по Южному своду					C ₁	595	2,25	1338					94		10		9	1	
						C ₂	83	1,5	121					9		1		1	0	
Итого по горизонту Ю-Ia					B	1036	19,7	20421					2111		1184		114	96		
					C ₁	4350	6	16216					1444		274		82	25		
					B+C ₁	5386	26	36637					3555		1459		195	121		
					C ₂	3915	4	11142					984		52		53	5		
Ю-Iб	Не русловый (Северный свод)	В пределах контрактной территорий	I	ЧНЗ	C ₂	166	3,0	498	0,26	0,56	0,828	0,873	52	0,052	3	53,8	3	0		
				ВНЗ	C ₂	939	1,6	1543	0,26	0,56	0,828	0,873	162	0,051	8	53,8	9	1		
			Всего		C ₂	1105	1,8	2041					214		11		12	1		
	Не русловый (Южный свод)	В пределах контрактной территорий	I (р-н скв.479)	ЧНЗ	C ₁	64	2,4	151	0,22	0,48	0,817	0,799	10	0,104	1	66,6	1	0		
				ВНЗ	C ₁	224	2,4	548	0,22	0,48	0,817	0,799	38	0,101	4	66,6	3	0		
				Всего	C ₁	288	2,4	699					48		5		4	1		
			I (р-н скв.7,343)	ЧНЗ	C ₁	216	2,1	455	0,22	0,48	0,817	0,799	31	0,104	3	103,4	3	0		
				ВНЗ	C ₁	641	2,4	1537	0,22	0,48	0,817	0,799	106	0,101	11	103,4	11	1		
				Всего	C ₁	858	2,3	1992					137		14		14	1		
			Итого по Южному своду		C ₁	1145,0	3,3	2691,2					185		19		18	2		
	Итого по горизонту Ю-Iб					C ₁	1145	3	2691					185		19		18	2	
						C ₂	1105	2	2041					214		11		12	1	
Итого по горизонту Ю-I					B			20421					2111		1184		114	96		
					C ₁			18908					1629		293		100	26		
					B+C ₁			39329					3740		1477		213	123		
					C ₂			13183					1198		63		65	6		
Ю-II			I	ЧНЗ	B	2520	5,6	14062	0,25	0,54	0,814	0,749	1157	0,482	558	124,7	144	59		

	В пределах контрактной территорий		ВНЗ	C ₁	1182	3,3	3939	0,25	0,54	0,814	0,749	324	0,482	156	124,7	40	17	
				B+C ₁	3702	4,9	18001					1481		714		184	75	
				B	2252	4,1	9256	0,25	0,54	0,814	0,749	762	0,479	365	124,7	95	39	
				C ₁	2927	3,2	9502	0,25	0,54	0,814	0,749	782	0,479	375	124,7	98	40	
				B+C ₁	5179	3,6	18758					1544		740		193	78	
	<i>Итого по горизонту Ю-II</i>				<i>B</i>	<i>4772</i>	<i>4,9</i>	<i>23318</i>					<i>1919</i>		<i>923</i>		<i>239</i>	<i>97</i>
					<i>C₁</i>	<i>4109</i>	<i>3,3</i>	<i>13441</i>					<i>1106</i>		<i>531</i>		<i>138</i>	<i>56</i>
				<i>B+C₁</i>	<i>8881</i>	<i>4,1</i>	<i>36759</i>					<i>3025</i>		<i>1454</i>		<i>377</i>	<i>153</i>	
Ю-IIIа	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B	13317	4,6	61323	0,15	0,61	0,813	0,729	3326	0,592	1969	146,6	488	325	
				C ₁	10689	3,8	40841	0,15	0,61	0,813	0,729	2215	0,592	1311	146,6	325	217	
				B+C ₁	24006	4,3	102164					5541		3280		813	542	
				C ₂	5280	1,5	8155	0,15	0,61	0,813	0,729	442	0,296	131	146,6	65	22	
		ВНЗ	C ₁	979	4,6	4458	0,15	0,61	0,813	0,729	242	0,588	142	146,6	35	24		
			C ₂	64	1,0	64	0,15	0,61	0,813	0,729	3	0,294	1	146,6	0	0		
			<i>Всего</i>		<i>B</i>	<i>13317</i>	<i>4,6</i>	<i>61323</i>					<i>3326</i>		<i>1969</i>		<i>488</i>	<i>325</i>
			<i>C₁</i>	<i>11668</i>	<i>4</i>	<i>45299</i>					<i>2457</i>		<i>1454</i>		<i>360</i>	<i>240</i>		
			<i>B+C₁</i>	<i>24985</i>	<i>4</i>	<i>106622</i>					<i>5783</i>		<i>3422</i>		<i>848</i>	<i>565</i>		
			<i>C₂</i>	<i>5344</i>	<i>2</i>	<i>8219</i>					<i>445</i>		<i>132</i>		<i>65</i>	<i>22</i>		
	За пределами контрактной территорий		ЧНЗ	C ₂	2169	1	2169	0,15	0,61	0,813	0,729	118	0,296	35	146,6	17	6	
			ВНЗ	C ₂	395	1	395	0,15	0,61	0,813	0,729	21	0,294	6	146,6	3	1	
		<i>Итого по Ю-IIIа</i>				<i>B</i>	<i>13317</i>	<i>4,6</i>	<i>61323</i>					<i>3326</i>		<i>1969</i>		<i>488</i>
				<i>C₁</i>	<i>11668</i>	<i>3,9</i>	<i>45299</i>					<i>2457</i>		<i>1454</i>		<i>360</i>	<i>240</i>	
				<i>B+C₁</i>	<i>24985</i>	<i>4,3</i>	<i>106622</i>					<i>5783</i>		<i>3422</i>		<i>848</i>	<i>565</i>	
				<i>C₂</i>	<i>7908</i>	<i>1,4</i>	<i>10783</i>					<i>584</i>		<i>173</i>		<i>85</i>	<i>29</i>	
Ю-III	В пределах контрактной территорий		ЧНЗ	B	35391	9,0	316904	0,26	0,84	0,813	0,729	41020	0,862	35359	146,6	6014	5837	
				C ₁	667	1,7	1151	0,26	0,84	0,813	0,729	149	0,862	128	146,6	22	21	
				B+C ₁	36058	8,8	318055					41169		35488		6036	5858	
				C ₂	923	1,0	923	0,26	0,84	0,813	0,729	119	0,426	51	146,6	17	8	
		ВНЗ	B	3747	5,7	21411	0,26	0,84	0,813	0,729	2772	0,857	2376	146,6	406	392		
			C ₁	469	1,2	577	0,26	0,84	0,813	0,729	75	0,857	64	146,6	11	11		
			B+C ₁	4216	5,2	21988					2847		2440		417	403		
			C ₂	152	1,0	153	0,26	0,84	0,813	0,729	20	0,424	9	146,6	3	1		
		<i>Всего</i>		<i>B</i>	<i>39138</i>	<i>8,6</i>	<i>338315</i>	<i>0,26</i>	<i>0,84</i>	<i>0,813</i>	<i>0,729</i>	<i>43792</i>		<i>37735</i>		<i>6420</i>	<i>6229</i>	
			<i>C₁</i>	<i>1136</i>	<i>1,5</i>	<i>1728</i>					<i>224</i>		<i>193</i>		<i>33</i>	<i>32</i>		
			<i>B+C₁</i>	<i>40274</i>	<i>8,4</i>	<i>340043</i>					<i>44016</i>		<i>37928</i>		<i>6453</i>	<i>6261</i>		
			<i>C₂</i>	<i>1075</i>	<i>1,0</i>	<i>1076</i>					<i>139</i>		<i>59</i>		<i>20</i>	<i>16</i>		
	За пределами контрактной территорий		ЧНЗ	C ₂	135	1,0	135	0,26	0,84	0,813	0,729	17	0,426	7	146,6	2	1	
			ВНЗ	B	123	1,6	195	0,26	0,84	0,813	0,729	25	0,857	21	146,6	4	4	
		<i>Всего</i>	C ₂	591	1,0	591	0,26	0,84	0,813	0,729	76	0,424	32	146,6	11	5		
			<i>B</i>	<i>123</i>	<i>1,6</i>	<i>195</i>					<i>25</i>		<i>21</i>		<i>4</i>	<i>4</i>		
			<i>C₂</i>	<i>726</i>	<i>1,0</i>	<i>726</i>					<i>93</i>		<i>39</i>		<i>13</i>	<i>7</i>		
<i>Итого по Ю-III</i>				<i>B</i>	<i>39260</i>	<i>8,6</i>	<i>338510</i>					<i>43817</i>		<i>37756</i>		<i>6424</i>	<i>6232</i>	
				<i>C₁</i>	<i>1136</i>	<i>1,5</i>	<i>1728</i>					<i>224</i>		<i>193</i>		<i>33</i>	<i>32</i>	
				<i>B+C₁</i>	<i>40396</i>	<i>8,4</i>	<i>340238</i>					<i>44041</i>		<i>37949</i>		<i>6457</i>	<i>6264</i>	
				<i>C₂</i>	<i>1801</i>	<i>1,0</i>	<i>1802</i>					<i>232</i>		<i>99</i>		<i>33</i>	<i>23</i>	
<i>Итого по горизонту Ю-III</i>				<i>B</i>			<i>399833</i>					<i>47143</i>		<i>39725</i>		<i>6912</i>	<i>6557</i>	
				<i>C₁</i>			<i>47027</i>					<i>2681</i>		<i>1646</i>		<i>393</i>	<i>272</i>	
				<i>B+C₁</i>			<i>446861</i>					<i>49824</i>		<i>41371</i>		<i>7305</i>	<i>6829</i>	
				<i>C₂</i>			<i>12585</i>					<i>816</i>		<i>271</i>		<i>118</i>	<i>51</i>	

Ю-IV	Северный свод (район скв. №12)	В пределах контрактной территории		ВНЗ	C ₁	365	2,7	974	0,18	0,56	0,813	0,729	58	0,343	20	146,6	9	3
	ВНЗ			C ₂	178	1,0	178	0,18	0,56	0,813	0,729	11	0,172	2	146,6	2	0	
	ВНЗ			C ₁	251	3,5	873	0,18	0,56	0,813	0,729	52	0,343	18	146,6	8	3	
<i>Итого по горизонту Ю-IV</i>					C ₁	616	3,0	1847					110		38		17	6
					C ₂	178	1,0	178					11		2		2	0
PZ	В пределах контрактной территорий		район скв. 18	C ₁	273	4,2	1150	0,11	0,60	0,813	0,729	45	0,123	6	146,6	7	1	
			район скв. 9 и 208	C ₁	276	11,9	3274	0,11	0,60	0,813	0,729	128	0,123	16	146,6	19	2	
				C ₂	221	9,1	2008	0,11	0,60	0,813	0,729	79	0,0615	5	146,6	12	1	
			<i>Итого</i>	C ₁	549	8,1	4424					173		21		26	3	
				C ₂	221	9,1	2008					79		5		12	1	
Итого по месторождению	В пределах контрактной территории (балансовые запасы)				B			687708					68596		46666		8240	7079
					C ₁			322806					23098		6810		1613	670
					B+C₁			1010514					91694		53476		9853	7750
					C ₂			63816					5059		636		355	78
	В пределах контрактной территории (забалансовые запасы)				C ₂			2682					205		27		15	3
					За пределами контрактной территории				B			552					46	
	C ₁			156									9		2,40		0	0
	B+C₁			708									55		29,4		5	4
	C ₂			3290									232		81		33	13
	Всего				B			688260					68642		46693		8245	7083
					C ₁			322963					23107		6813		1613	670
					B+C₁			1011222					91749		53505		9858	7753
					C ₂			67106					5291		717		388	91

Таблица 2.5.2 - Запасы этана, пропана, бутана в растворенном в нефти газе месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2026г.

Горизонт	Сегмент	Категорийность	Запасы растворенного в нефти газа, млн. м³		Потенциальное содержание компонентов в растворенном в нефти газе, г/м³			Геологические запасы, тыс.т			Извлекаемые запасы, тыс.т		
			Геологи-ческие	Извлекае-мые	Этан	Пропан	Бутан	Этан	Пропан	Бутан	Этан	Пропан	Бутан
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
М-П-1	Северный свод	B+C ₁	279	124	116,04	208,7	235,3	32	58	66	14	26	29
		C ₂	12	3	116,04	208,7	235,2	1	3	3	0	1	1
	Южный свод	B+C ₁	471	126	173,2	283,9	264,5	82	134	125	22	36	33
	Итого	B+C ₁	750	250				114	192	191	36	62	62
		C ₂	12	3				1	3	3	0	1	1
М-П-2	Северный свод	B+C ₁	50	30	116,1	208,7	235,3	6	10	12	4	6	7
Ю-0-1Б	Северный свод	B+C ₁	141	69	156,3	286,1	216,4	22	40	30	11	20	15
		C ₂	63	14	156,3	286,1	216,4	10	18	14	2	4	3
	Южный свод	B+C ₁	494	131	182,7	277,9	220,2	90	137	109	24	36	29
		C ₂	43	6	182,7	277,9	220,2	8	12	10	1	2	1
	Итого	B+C ₁	634	200				112	177	139	35	56	44
		C ₂	107	21				18	30	24	3	6	4
Ю-0-2	Северный свод	B+C ₁	234	99	159	224,1	212,3	37	52	50	16	22	21
		C ₂	48	9	159	224,1	212,3	8	11	10	1	2	2
	Южный свод	B+C ₁	252	61	182,7	277,9	220,2	46	70	55	11	17	13
		C ₂	25	1	182,7	277,9	220,2	4	7	5	0	0	0
	Итого	B+C ₁	486	159				83	122	105	27	39	34
		C ₂	72	10				12	18	15	1	2	2
Ю-1	Северный свод	B+C ₁	186	120	159	224,1	212,3	30	42	40	19	27	25
		C ₂	53	5	159	224,1	212,3	8	12	11	1	1	1
	Южный свод	C ₁	27	3	182,7	277,9	220,2	5	8	6	1	1	1
		C ₂	13	1	182,7	277,9	220,2	2	4	3	0	0	0
	Итого	B+C ₁	213	123				35	50	46	20	28	26
		C ₂	65	6				10	16	14	1	1	1
Ю-П	Южный свод	B+C ₁	377	153	179,8	217,7	177,7	68	82	67	28	33	27
Ю-Ша	Итого	B+C ₁	848	565	192,7	264,7	188,3	163	224	160	109	150	106
		C ₂	65	22	192,7	264,7	188,3	13	17	12	4	6	4
Ю-Ш	Итого	B+C ₁	6453	6261	192,7	264,7	188,3	1243	1708	1215	1206	1657	1179
		C ₂	20	16	192,7	264,7	188,3	4	5	4	3	4	3
Ю-IV	Район скв. №12.257	C ₁	17	6	192,7	264,7	188,3	3	4	3	1	1	1
	Район скв. №286	C ₂	2	0	192,7	264,7	188,3	0	1	0	0	0	0
PZ-PR	Итого	C ₁	26	3	192,7	264,7	188,3	5	7	5	1	1	1
		C ₂	12	1	192,7	264,7	188,3	2	3	2	0	0	0
Итого по месторождению		B+C ₁	9853	7750				1832	2576	1943	1467	2033	1487
		C ₂	355	78				60	93	74	12	20	15

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

Промышленная разработка месторождения началась в 2005г.

Действующим проектным документом на разработку является «Дополнение к проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» утвержденный ЦКРР РК на основаниях протокола ЦКРР №50/2 от 18 апреля 2024 г. до конца рентабельного периода по рекомендуемому III варианту разработки.

Согласно проекту выделены 3 основных и 4 возвратных объекта:

- I эксплуатационный объект – горизонты М-II-1, М-II-2;
- II эксплуатационный объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- III эксплуатационный объект – горизонты Ю-IIIа и Ю-III;
- IV эксплуатационный объект (возвратный) – нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- V эксплуатационный объект (возвратный) – горизонт Ю-II;
- VI объект (возвратный) – горизонт Ю-IV;
- VII объект (возвратный) – палеозойское отложение Pz (фундамент).

Согласно действующем проектному документу на месторождении реализуется третий вариант разработки, предусматривающий бурение добывающих скважин, расширение системы ППД и реализация программы ГТМ, дополнительные прострелы и перевод добывающих скважин между объектами разработки с целью оптимизации фонда пробуренных скважин. Также предусматривается бурение добывающих скважин на I и IV объекты и углубление существующих добывающих скважин.

3.1 Анализ гидродинамических исследований и энергетического состояния залежей

Анализ гидродинамических исследований скважин

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 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, включающий:

- Исследования методом неустановившихся режимов (КВД, КВУ, КПД);
- Исследования методом установившихся отборов (МУО);
- Исследования скважин в открытом стволе;
- 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. Как видно из таблицы, исследования проводились преимущественно на I и III объектах, на которые приходится максимальное количество добываемой продукции на месторождении. Всего с начала разработки проведено 1820 исследований.

Таблица 3.1.1 - Количество исследований по объектам с начала разработки

Вид исследования	Объекты							По мест.
	I	II	III	IV	V	VI	VII	
КВД	60	33	521	6	10	0	1	631
КВУ	211	50	41	45	12	0	0	359
КПД	51	48	255	1	50	0	1	406
КПУ	17	5	0	0	0	0	0	22
МУО	57	35	233	2	5	0	0	332
Гидропрослушивание	0	2	3	0	1	0	0	6
On-line мониторинг/КВД	0	0	40	0	4	0	0	44
On-line мониторинг/МУО	0	0	1	0	0	0	0	1
ГДИС в открытом стволе	6	2	5	5	0	1	0	19
Всего	402	175	1099	59	82	1	2	1820

Таблица 3.1.2 – Количество исследований по объектам проведенные в период реализации ДПР-2023г (2023-2026гг)

Вид исследования	Объекты					
	I	II	III	IV	V	В целом
КВД	2	0	11	2	1	16
КВУ	16	3	5	10	2	36
КПД	18	18	55	0	20	111
Всего:	36	21	71	12	23	163

I объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 402 гидродинамических исследований, из них 57 исследований МУО, 211 исследований КВУ, 51 исследования

КПД, 60 исследований КВД и 17 исследований КПУ.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,12 до $5244,87 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $229,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $0,66 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,0002 до $31,0 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,00007 до $32 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $0,78 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале $1,16\text{--}504 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $37,6 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

II объект

С начала разработки по скважинам объекта проведено 175 гидродинамических исследований, из них 35 исследований МУО, 50 исследований КВУ, 48 исследований КПД, 33 исследований КВД и 5 исследований КПУ.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 5,72 до $1303,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $158,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $0,40 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,00045 до $9,87 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,0002 до $22,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $1,71 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале $0,04\text{--}482,3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $96,76 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

III объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 1099 гидродинамических исследования, из них 233 исследования МУО, 41 исследований КВУ, 255 исследования КПД, 521 исследований КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 0,1 до $28741,0 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в среднем составляя $3643,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пьезопроводности составляет $2,95 \text{ м}^2/\text{с}$, изменяясь в интервале от 0,01 до $9,87 \text{ м}^2/\text{с}$. Гидропроводность изменяется от 0,00063 до $486,8 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$, в среднем составляя $53,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале $2,92\text{--}19275,9 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, составляя в среднем $1417,7 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

IV объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 59 гидродинамических исследования, из них 2 исследования МУО, 45 исследований КВУ, 1 исследование КПД, 6 исследования КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет

от 0,07 до 144

,* 10^{-3} мкм², в среднем составляя $16,2*10^{-3}$ мкм². Среднее значение пьезопроводности составляет 0,05 м²/с, изменяясь в интервале от 0,0038 до 0,75 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,00001 до 0,4 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя 0,05 мкм²*м/мПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 0,25-36,0 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 6,92 м³/(сут*МПа).

V объект

Всего с начала разработки по скважинам объекта проведено 82 гидродинамических исследования, из них 5 исследований МУО, 12 - КВУ, 50 - КПД, 10 исследований КВД.

По результатам ГДИС интервал изменения проницаемости по скважинам составляет от 1,08 до $4818,3*10^{-3}$ мкм², в среднем составляя $231,0*10^{-3}$ мкм². Среднее значение пьезопроводности составляет 0,69 м²/с, изменяясь в интервале от 0,00102 до 5,65 м²/с. Гидропроводность изменяется от 0,00061 до 15,5 мкм²*м/мПа*с, в среднем составляя 0,95 мкм²*м/мПа*с.

Коэффициенты продуктивности по добывающим скважинам изменяются в интервале 1,08-753,0 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 126,6 м³/(сут*МПа).

Таблица 3.1.1 – Результаты гидродинамических исследований скважин по объектам разработки

Наименование	На дату отчета			
	Количество, ед.		Интервал изменения	Среднее значение
	скважин	измерений		
I объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	116	336	0,1-504	37,55
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	116	335	0,02-104,99	5,43
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	129	382	0-32	0,78
Пьезопроводность, м²/с	125	325	0,0002-31	0,66
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	146	380	0,12-5244,87	229,1
II объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	20	110	0,04-482,3	96,76
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	20	110	0,01-80,68	7,63
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	51	157	0-22,9	1,71
Пьезопроводность, м²/с	50	138	0,00045-9,87	0,40
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	51	157	5-1303,29	158,6
III объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	84	638	1,7-19275,9	1417,69
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	84	630	0,22-2674,38	189,88
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	167	960	0-486,8	53,90
Пьезопроводность, м²/с	158	661	0-9,87	2,95
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	168	955	0,04-28741	3643,1
IV объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	26	45	0,25-36	6,92
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	26	45	0,04-5,61	0,96
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	25	56	0-0,4	0,05
Пьезопроводность, м²/с	20	35	0,0038-0,75	0,05
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	36	54	0,07-144	16,2
V объект				
Коэффициент продуктивности, м³/(сут*МПа)	9	30	1,08-753	126,60
Удельная продуктивность, м³/(м*сут*МПа)	9	30	0,31-136,91	16,71
Гидропроводность, 10 ⁻³ *м³/МПа*с	36	82	0-15,5	0,95
Пьезопроводность, м²/с	37	80	0,00102-5,65	0,69
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	37	82	1,39-4818,3	231,0

3.1.2 Характеристика энергетического состояния месторождения

Термобарические условия залежей

Разрез продуктивной части месторождения характеризуется значениями пластовых давлений от 16,1 до 19,3 МПа для отложений мела и от 17,4 до 20,4 МПа для отложений юры. На рисунке 3.1.1 приведен график зависимости пластовых давлений от глубины. Вертикальный градиент давления, определённый графическим путём, составляет для данного разреза 0,011 МПа/м.

Разрез месторождения характеризуется значениями температур от 27,1оС для турон-сенонских отложений до 85,8оС для отложений фундамента. Геотермический градиент, определённый графическим путём, составляет для данного разреза 3,3оС/100 м, геотермическая ступень – 30,3 м/оС. Для меловых отложений величины пластовых температур варьируют от 67 до 74оС. Для юрского разреза характерен интервал температур от 70 до 85оС.

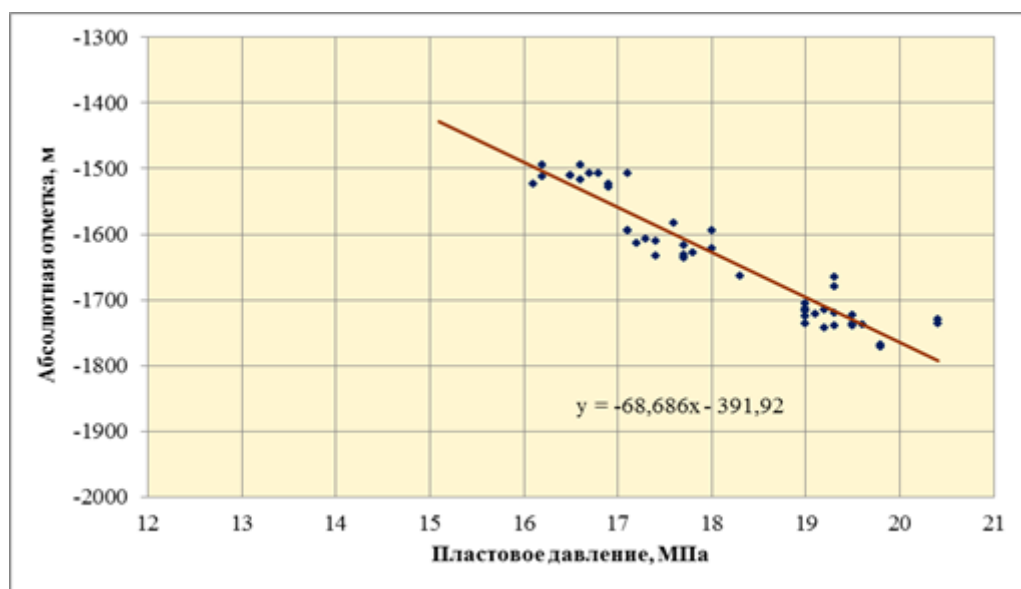


Рис.3.1.1 – График зависимости пластового давления от глубины

Оценка энергетического состояния осуществлена с использованием всех замеров пластового давления в добывающих и нагнетательных скважинах, с использованием прямых замеров пластового давления в скважинах и давлений, полученных расчетным путем по МУО, КВД, КВУ, КПД и исследовании системы On-line мониторинга.

Для характеристики энергетического состояния построены карты изобар по состоянию на 01.01.2026г (граф.прил.№41-45). Также для сравнения показаны динамики пластовых давлений и добычи по всем эксплуатируемым объектам. Пластовые давления рассчитывались на условную отметку ВНК для каждого эксплуатационного объекта. Значения пластовых давлений по эксплуатационным объектам представлены в таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 - Значения начальных и текущих давлений по объектам

Объект	Свод/русло	Начальное пластовое давление, МПа	Текущее пластовое давление, МПа	Текущее забойное давление, МПа	Давление насыщения, МПа	Снижение от начального пластового давления, МПа
I	Северный свод	16,9	14,6	5,9	4,3	2,3
	Южный свод	15,8	14,6	5,4	5,6	1,2
II	Русло 2	14,2	12,6	6,4	7,4	1,6
	Русло 3	17,2	14,5	6,2	7,4	2,7
	Русло 4	17	13,3	7,8	10,1	3,7
	Русло 5	17	16	8,2	7,4	1
III		18,9	16,5	13,8	14,6	2,4
IV	Северный свод	17,6	12,9	6,1	7,4	4,7
	Южный свод	17	13,7	5,1	10,1	3,3
V		17,4	17,0	9,3	12,6	0,4

I объект (М-II). Данный объект состоит из двух сводов мелового горизонта, которые между собой не имеют гидродинамической связи.

Динамика пластового давления по I объекту показана на рисунке 3.1.2 по южному своду и на рисунке 3.1.3 по северному своду.

Южный свод

Значения замеренных пластовых давлений на дату проекта изменяется от 12,5 до 16,7 МПа, в среднем составляя 14,6 МПа. Давления приняты на основе последних актуальных замеров добывающих скважин №№19, 28, 212, 219, 223, 237, 290, 331 333, 334, 338, 425, 446, 470 а 2024-2025гг. По Южному своду объекта наблюдается положительная динамика изменения энергетического состояния залежей в виде роста пластового давления за счет увеличения уровней закачки рабочего агента, что подтверждается данными по пластовому давлению близкими к начальному давлению.

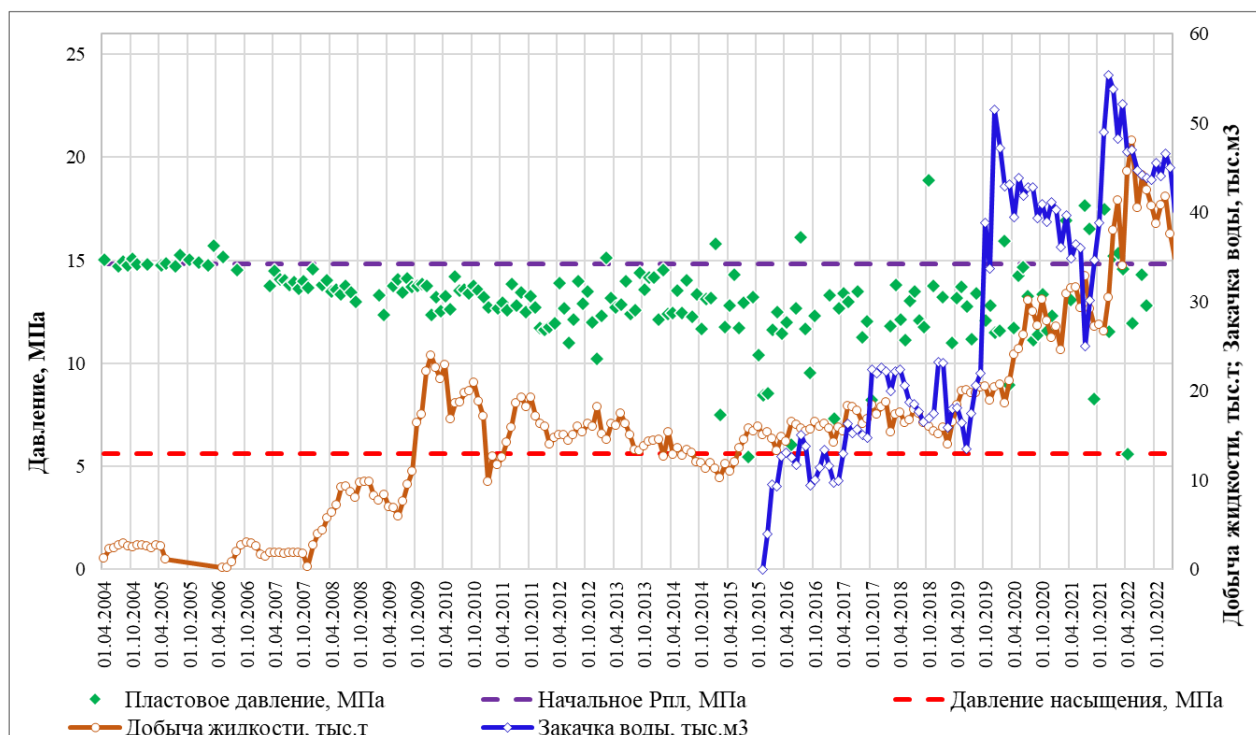


Рис. 3.1.2 - Динамика пластового давления по I объекту. Южный свод

Северный Свод

Начальное пластовое давление составляет 15,8 МПа.

Текущее пластовое давление, замеренное в зонах отбора по 14 скважинам №№24, 202, 220, 262, 301, 302, 308, 347, 351, 365, 436, 437, 440, 466, изменяется в интервале от 10,0 до 15,0 МПа, в среднем составляя 14,6 МПа. Наблюдается положительное влияние закачки рабочего агента в виде восстановления пластового давления, на дату отчета по Северному своду объекта наблюдается незначительное снижение текущего пластового давления относительно начального на 1,2 МПа.

Активность законтурной воды проявляется там, где добывающие скважины обладают более интенсивно высокой гидропроводностью и пластовое давление относительно выше, таким скважинам можно отнести скважины №№215, 216, 254, 237 и 238.

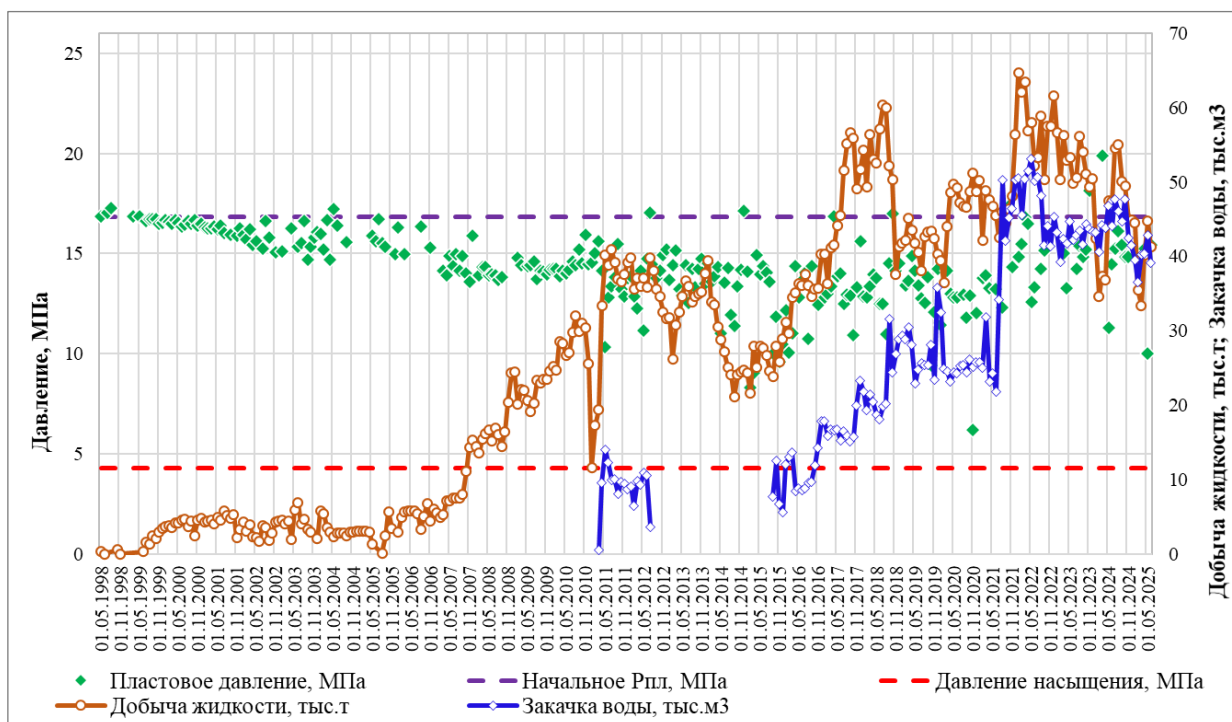


Рис. 3.1.3 – Динамика пластового давления по I объекту. Северный свод

По II объекту в совместной разработке находятся продуктивные горизонты Ю-0-1б, Ю-0-2, и Ю-I, к которым приурочены русловые отложения, каждое русло отличается друг от друга гидродинамическими параметрами и имеют хорошие фильтрационные свойства.

На рисунке 3.1.4-3.1.7 показана динамика пластового давления по русловым отложениям.

Русло 2 (горизонт Ю-0-1б)

С начала разработки в пределах русловой зоны (Русло 2) эксплуатировались 7 скважин, из которых скважины №№208, 289, 400 – в пределах Южного свода, скважины №№ 210, 258, 259, 460 в пределах Северного свода.

Начальное пластовое давление по Руслу 2 составляет 14,2 МПа. На дату отчета текущее пластовое давление по результатам замеров в скважинах № 400 Южного свода и скважины №460 Северного свода составляет 12,6 МПа. Рост пластового давления обусловлен высокими показателями пластового давления в скважине №460 переведенной на объект в 2021г, расположенной в слабодренлируемой ранее зоне. В скважине №400 наблюдается скачкообразное изменение пластового давления, связанное с уровнем отборов жидкости, в частности снижение отборов в 2019-2020г повлияло на незначительное увеличение пластового давления. Ввиду увеличения отборов жидкости за анализируемый период, по скважине наблюдается тенденция снижения пластового давления.

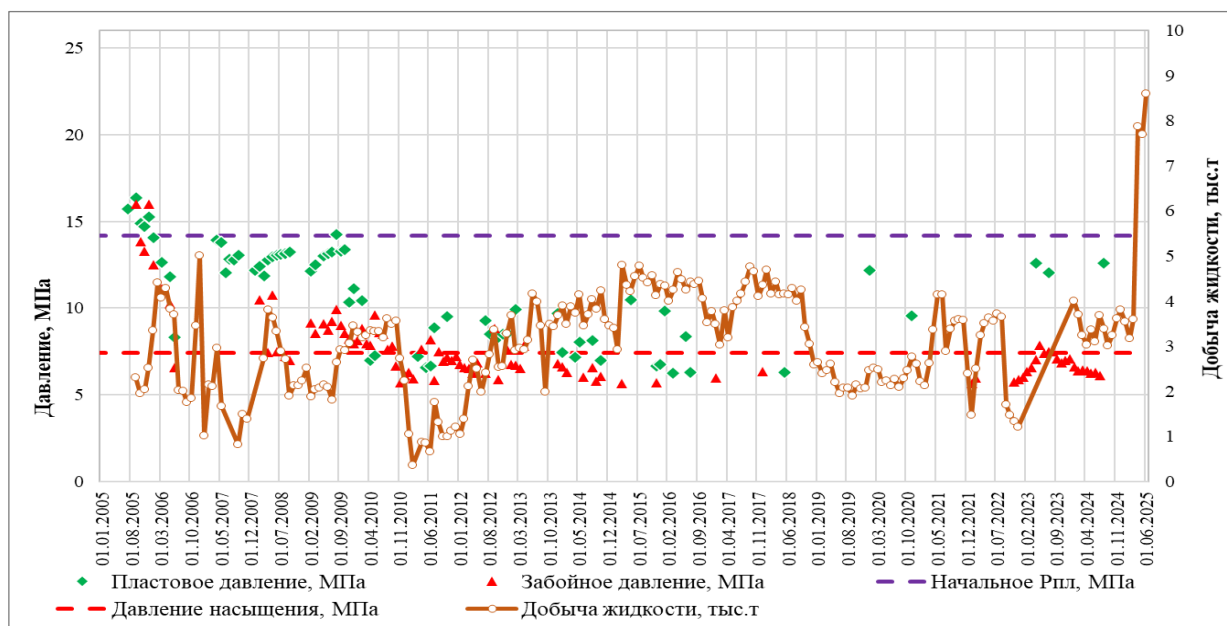


Рис. 3.1.4 – Динамика пластового давления по русловым отложениям объекта II (русло 2)

Русло 3 (горизонт Ю-0-2)

С начала разработки на русловой зоне объекта (Русло 3) эксплуатировались 3 скважины №№7, 13, 421. По Руслу 3 начальное пластовое давление составляет 17,2 МПа. На дату отчета согласно исследованиям по скважине №13 текущее пластовое давление находится на уровне 14,5 МПа, что на 2,7 МПа ниже относительно начального пластового. По Руслу 3 наблюдается тенденция снижения пластового давления пропорционально снижению уровней отборов жидкости, при этом текущее пластовое давление находится на уровне выше давления насыщения ($P_{нас} = 7,4$ МПа).

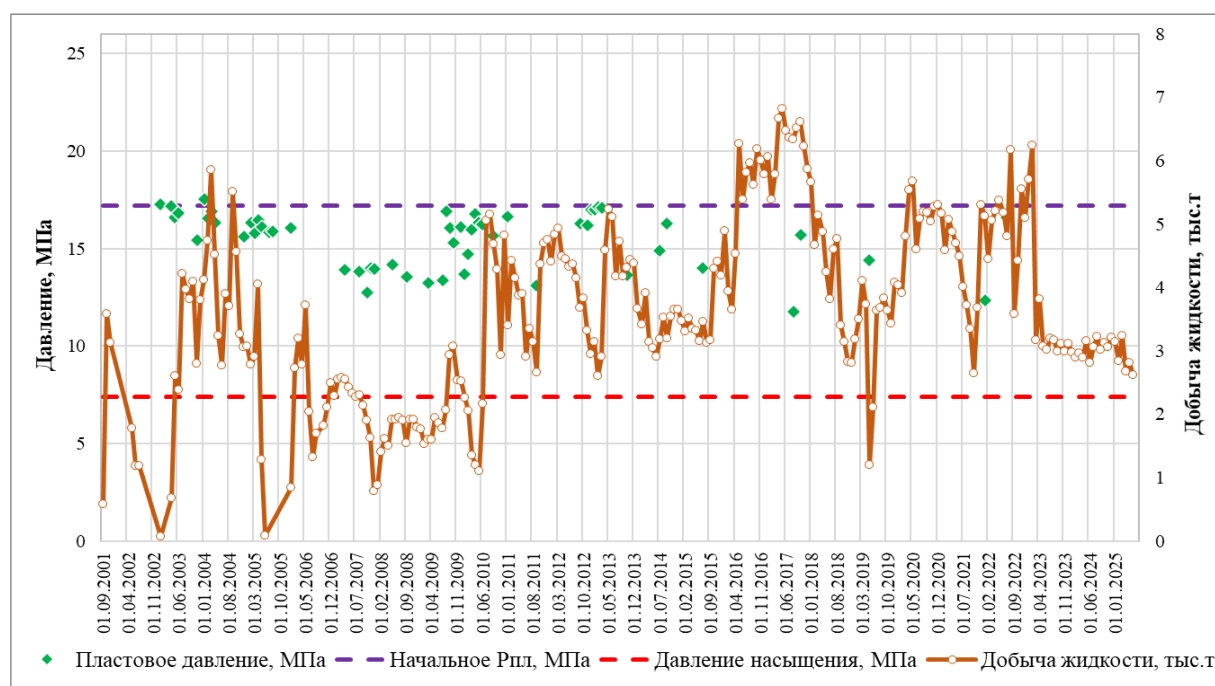


Рис. 3.1.5 – Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 3)

Русло 4 (горизонт Ю-0-16)

С начала разработки по русловой зоне объекта (Русло 4) эксплуатировались 11 скважин №№204, 257, 270, 271, 281, 282, 283, 284, 424, 449, 476. Начальное пластовое давление по Руслу 4 составляет 17,0 МПа. Текущее пластовое давление по результатам ГДИС, проведенных в 2024-2025гг в скважинах №№270, 476 составляет 13,3 МПа., что соответствует снижению пластового давления относительно начального на 3,7 МПа. Закачка рабочего агента с 2011г положительно повлияла на замедление темпов снижения пластового давления по руслу. На текущую дату пластовое давление находится на уровне – выше давления насыщения ($P_{нас} = 10,1$ МПа).

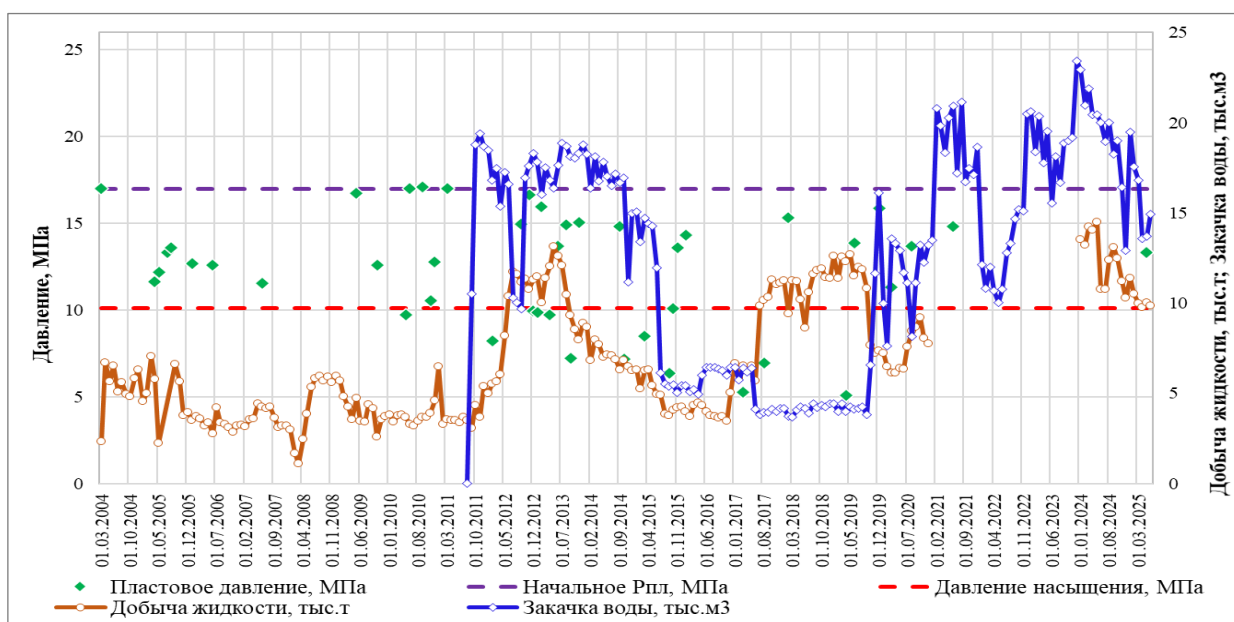


Рис. 3.1.6 – Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 4)

Русло 5 (горизонт Ю-1)

С начала разработки на русловой зоне объекта (Русло 5) эксплуатировались 6 скважины №№11, 202, 210, 227, 287, 296. По Руслу 5 начальное пластовое давление составляет 17,0 МПа. На дату отчета согласно исследованиям по скважине №11 текущее пластовое давление находится на уровне выше давления насыщения и составляет 16,0 МПа, что на 1 МПа ниже относительно начального пластового.

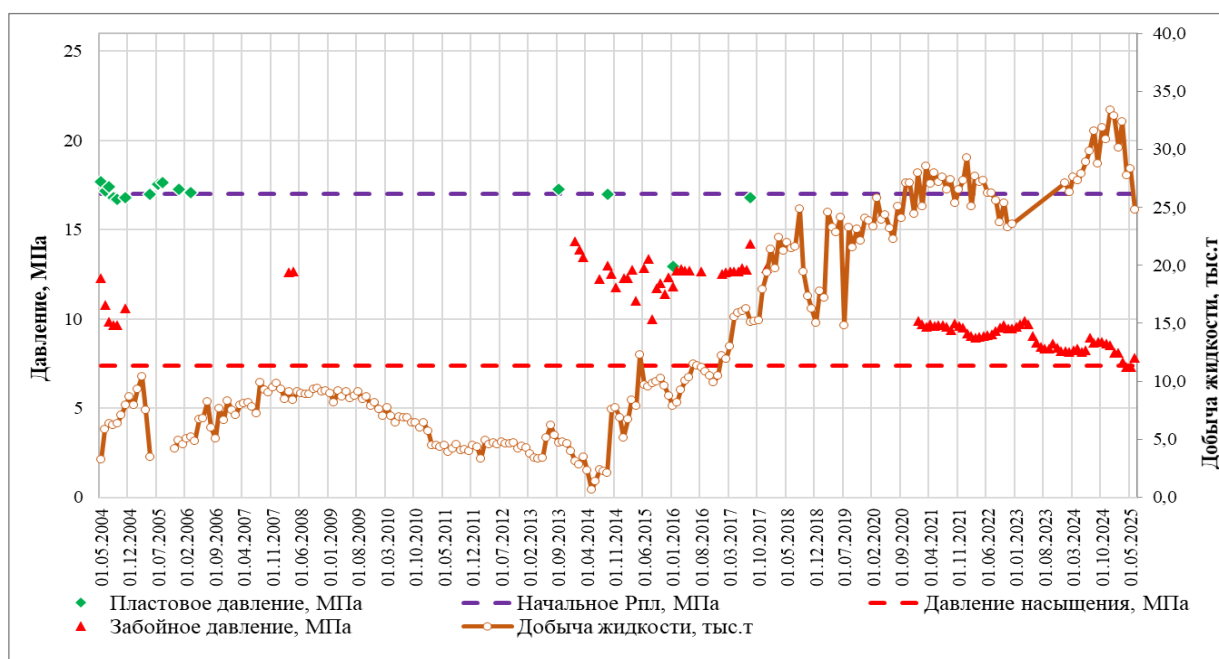


Рис. 3.1.7 – Динамика пластового давления по русловым отложениям II объекта (русло 5)

По *III объекту* в добывающем фонде числятся 36 скважин, в нагнетательном фонде 12 скважин. Приведенное начальное пластовое давление составляет 18,9 МПа.

Для определения текущего пластового давления были учтены результаты гидродинамических исследований проведенных в 2024-2025гг в 19 скважинах №№ 19, 28, 262, 290, 300, 301, 302, 307, 308, 331, 333, 334, 338, 365, 436, 440, 446, 476, 495. Текущее пластовое давление варьируется в диапазоне -

В районах отбора текущее пластовое давление изменяется в интервале от 10,4 до 18,9 МПа, составляя в среднем 16,5 МПа, что на 2,4 МПа ниже начального пластового давления.

На рисунке 3.1.8 представлена динамика пластового давления в целом по *III объекту*.

Как видно из карты изобар, область пониженных пластовых давлений приурочена к зоне расположения эксплуатационных скважин №№335, 455. Образование депрессионной воронки в районе скважины №335 объясняется, расположением данных скважин в западной части залежи вблизи контура выклинивания, вследствие чего затрудняется распространение энергии равномерно по всей залежи. К тому же из-за недостатка активности законтурной области не происходит дополнительная подпитка. Снижение давления в районе скважины №355 связано с тем, что скважина эксплуатирует карбонатную толщину юрского горизонта (Ю-IIIa) с иными фильтрационными свойствами.

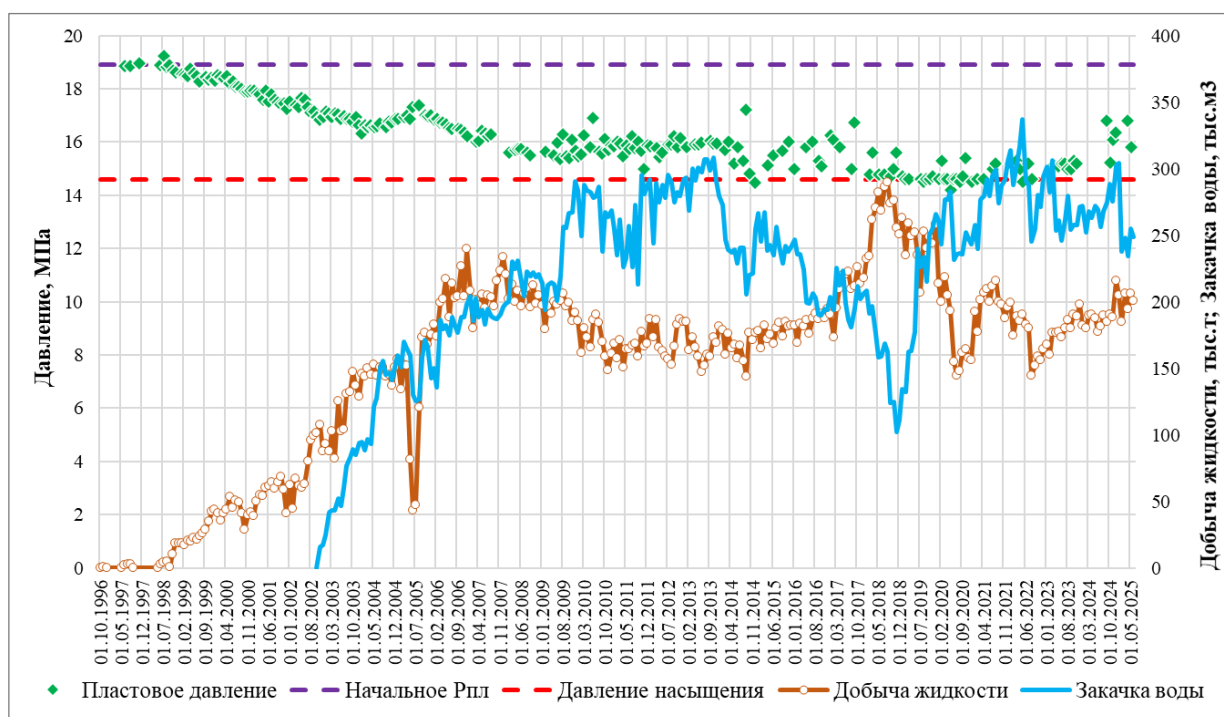


Рис. 3.1.8 - Динамика пластового давления по III объекту

К IV объекту приурочены нерусловые зоны горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1.

В фонде IV объекта числится 23 добывающие и 1 нагнетательная скважины.

Северный свод

В пределах Северного свода объекта начальное пластовое давление составляет 17,6 МПа. Энергетическое состояние залежи оценено по результатам ГДИС в скважинах №№ 413, 422, 489, 490, 502, 506 проведенных за 2024-2025гг. Текущее пластовое давление составляет 12,9 МПа, что ниже относительно начального пластового давления на 4,7 МПа. Увеличение уровней отборов повлияло на рост темпа снижения пластового давления за последние 5 лет.

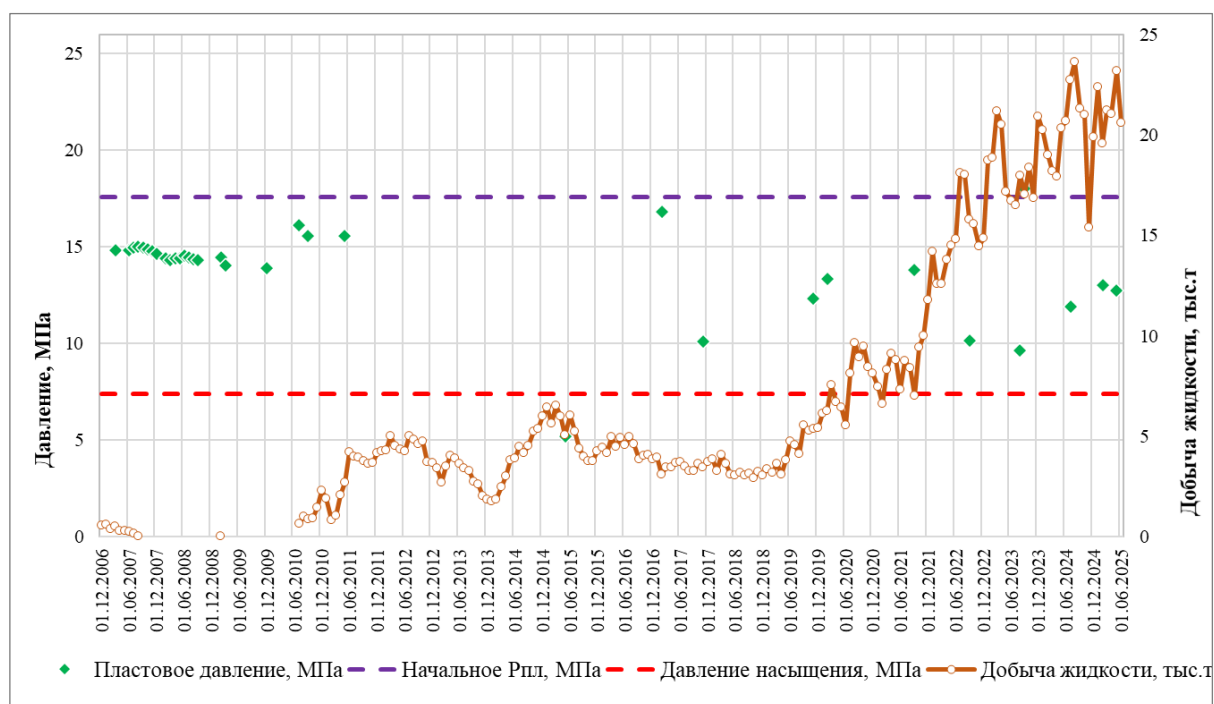


Рис. 3.1.9 – Динамика пластового давления по IV объекту. Северный свод

Южный свод

В пределах Южного свода объекта начальное пластовое давление составляет 17,0 МПа. Энергетическое состояние залежи оценено по результатам ГДИС в скважинах №№256, 482 проведенных за 2024-2025гг. Текущее пластовое давление составляет 13,7 МПа, что ниже относительно начального пластового давления на 3,3 МПа. Увеличение пластового давления вызвано данными по пластовому давлению в скважине №482 введенной на объект в 2020г.

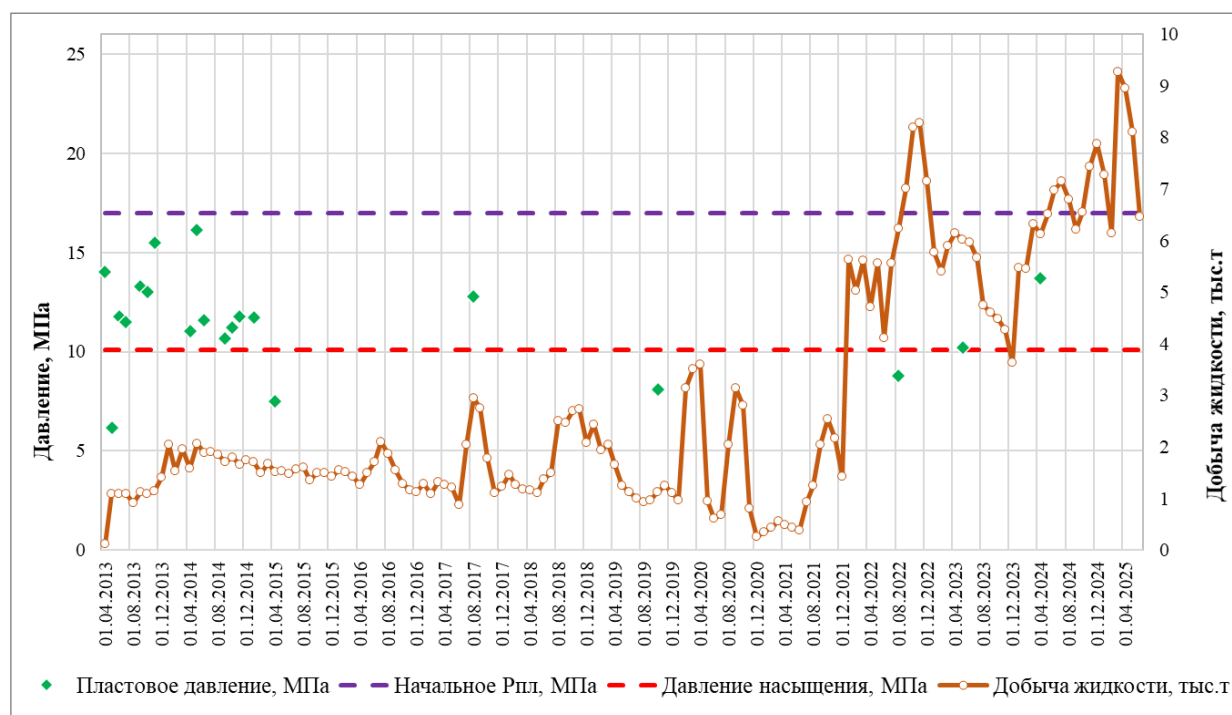
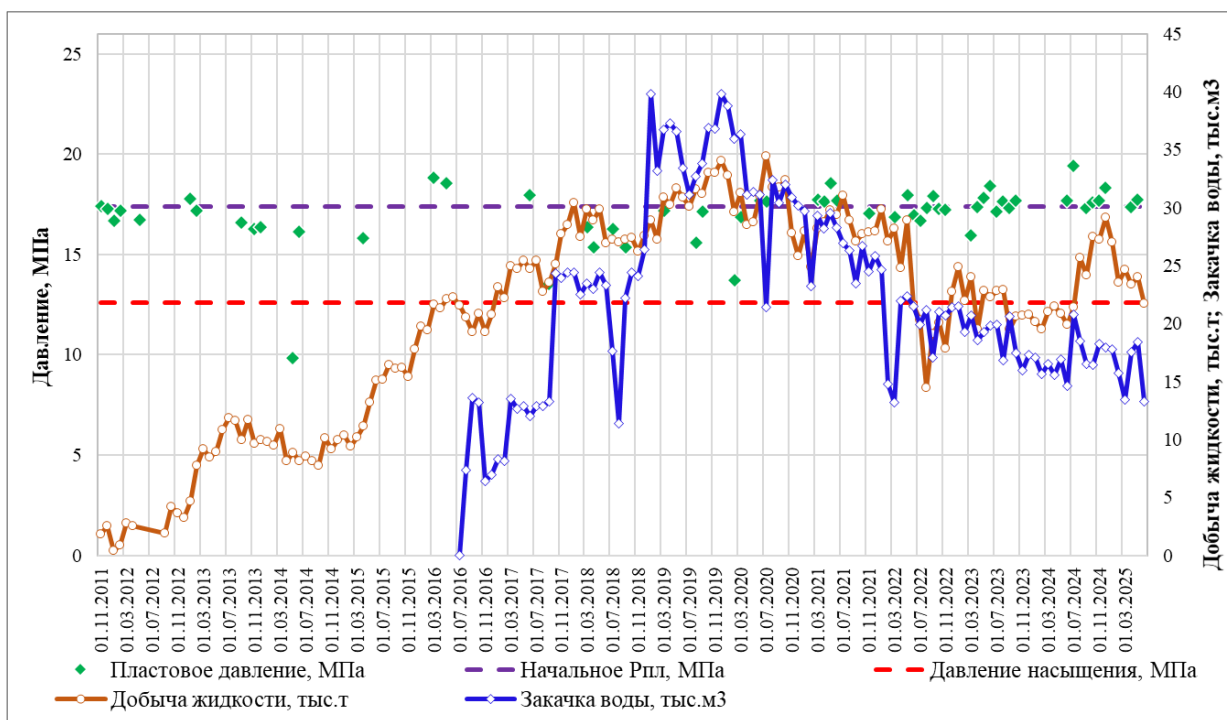


Рис. 3.1.10 - Динамика пластового давления по IV объекту. Южный свод**V объект**

Начальное пластовое давление принято на уровне 17,4 МПа. На дату составления отчета добывающий фонд скважин составляет 6 ед., действующий нагнетательный – 2 ед.

С начала разработки на объекте эксплуатировались скважины №№248, 271, 282, 352, 360, 362, 488. Значения текущего пластового давления по результатам замеров в 5 скважинах №№ 248, 271, 282, 352, 360, 362 изменяются в интервале от 17,2 до 19,1 МПа, составляя в среднем 17,0 МПа. Незначительное снижение пластового давления относительно начального обусловлено организацией ППД с 2016г. Наблюдается положительное влияние от закачки рабочего агента в виде низкого темпа снижения пластового давления, находящегося на уровне начального на дату отчета.

**Рис. 3.1.11 – Динамика пластового давления по V объекту**

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

Характеристика фонда скважин по объектам разработки и категориям по состоянию на 01.01.2026г представлена в таблице 3.1.1.

В целом по месторождению всего пробурено 216 скважин, в эксплуатационном фонде добывающих скважин числятся 115 скважин, 44 скважин в наблюдательном фонде, в консервации 3 скважины, 7 скважин ликвидированы. В нагнетательном фонде числятся 39 скважин, в наблюдательном фонде 5 ед., 2 скважины ликвидированы.

Преобладающим способом эксплуатации на месторождении является механизированный способ эксплуатации при помощи ЭЦН. В целом на месторождении фонтанным способом эксплуатируются 5 скважин, все остальные 110 скважин оборудованы ЭЦН.

На месторождении реализован система искусственного поддержания пластового давления, посредством закачки воды на I, II, III, IV, V объектах. По 8 нагнетательным скважинам ведется одновременно раздельная закачка на нескольких объектах разработки.

Отбор воды для технических нужд системы ППД на месторождении осуществляется из 11 водозаборных скважин BW-2, BW-3, BW-4, BW-7, BW-10, BW-11, BW-12, BW-15, BW-19, BW-1E, BW-5Д. Скважины TW-2Д, TW-3Д, TW-3Д-1 подключены к эксплуатации для хозяйственно - бытовых нужд и находятся в эксплуатации.

Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти, обводненности и газовому фактору представлены в таблицах 3.1.2 и 3.1.3.

На 01.01.2026г к малodeбитному фонду (с дебитом по нефти менее 10 т/сут) относятся 64 скважин или 56,1% от действующего добывающего фонда скважин, 24 скважин (21,1%) характеризуется дебитом по нефти от 10 до 20 т/сут, 15 скважины (13,2%) эксплуатируются дебитами по нефти от 20 до 40 т/сут, 7 скважины (6,1%) эксплуатируются дебитами по нефти от 40 до 60 т/сут, от 80 т/сут и выше эксплуатируется 3,5% или 4 скважины.

Таблица 3.1.1 - Характеристика фонда скважин по объектам и месторождению в целом на 01.01.2026г

Фонд	Категория		Всего	I объект		II объект		III объект		IV объект		V объект		VII объект	
				№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО
1. Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующие		115	-	35	-	13	-	36	-	23	-	6	-	-
	из них	фонтанные	4	-	-	-	-	295, 365, 436, 447	4	-	-		1	-	-
		ЭЦН	106	213, 215, 219, 223, 224, 226, 228, 229, 237, 244, 251, 289, 292, 330, 345, 348, 355, 415, 416, 419, 421, 425, 426, 428, 430, 437, 438, 443, 462, 463, 464, 466, 478, 483, 504	35	13, 202, 204, 208, 210, 257, 258, 259, 281, 284 287, 296,	12	22, 30, 205, 255, 262, 290, 291, 297, 310, 316, 334, 346, 350, 354, 358, 361, 363, 366, 414, 442, 459, 474, 486, 494, 335, 357, 364, 420, 445, 452, 495	31	201, 216, 218, 230, 245, 256, 261, 286, 312, 359, 413, 422, 439, 448, 458, 480, 482, 485, 489, 490, 503, 506	22	248, 282, 285, 294, 352, 488	6	-	-
		дающие продукцию	110	-	35	-	12	-	35	-	22	-	6	-	-
		в простое	4	236, 254	2	227	1	455	1	-	-	-	-	-	-
		в освоении и обустройтве	1	-	-	-	-	-	-	498	1			-	-
	Всего		115	-	37	-	13	-	36	-	23	-	6	-	-
2. Фонд наблюдательных скважин	Всего		44	7, 29, 203, 211, 212, 222, 238, 246, 253, 283, 288, 298, 344, 441, 453, 461, 470, 472, 479, 484, 491, 505	22	449	1	444, 450, 451, 454, 500, 501	6	12, 293, 306, 343, 349, 351, 423, 481, 487, 492, 502, 507	12	356, 435	2	427	1
3. Фонд в консервации	Всего		3	18, 457	2	-	-	-	-	-		353	1	-	-
4. Фонд ликвидированных скважин	Всего		7	1, 10, 11, 14, 26, 401, 493											
Итого пробуренный фонд	Всего		169	-	68	-	14	-	42	-	36	-	8	-	1

продолжение таблицы 3.1.1

Фонд	Всего	I объект		I объект + II объект		I объект + III объект		I объект + IV объект		II объект		III объект		III объект + IV объект		V объект	
		№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО	№	КОЛ-ВО
1.Нагнетательный фонд	39	-	15	-	1	-	1	-	5	-	2	-	12	-	1	-	2
Действующий фонд	39	-	14	-	1	-	1	-	5	-	2	-	12	-	1	-	2
в работе	37	217, 220, 221, 225, 240, 241, 247, 249, 250, 467, 508, 509, 514, 517	14	424	1	299	1	510, 511 512, 513, 516	5	400, 460	2	19, 28, 300, 302, 307, 308, 331, 333, 338, 440, 476	11	446	1	271, 360	2
в простое	2	24	1	-	-	-	-	-	-	-	-	301	1	-	-	-	-
2. Наблюдательный фонд	5	214, 347, 515	3	-	-	-	-	-	-	270	1	-	-	-	-	362	1
3..Ликвидированные	2	9, 321															
Итого нагнетательный фонд	47	-	18	-	1	-	1	-	5	-	3		13		1		3

Таблица 3.1.2 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности на 01.01.2026г

Инт.из м.обв %	Дебит нефти, т/сут						КОЛ- во
	<10	10-20	20-40	40-60	60-80	80<	
0-10	5 (№№284, 330, 345, 448,503)	1 (№312)	1 (№439)	-	-	1 (№447)	8
10-30	3 (№№289, 422, 489)	3 (208, 359, 485)	-	1 (№204)	-		7
30-50	3 (№№415, 480, 494)	-	-		-	1 (№365)	4
50-70	6 (№№236, 256, 282, 286, 419, 482)	1 (№258)	4 (№№205, 216, 218, 259)	2 (№№436, 486)	-	1 (№361)	14
70-90	18 (№№213, 219, 223, 226, 245, 251, 261, 292, 355, 421, 425, 430, 437, 458, 464, 483, 504, 506)	10 (№№13, 229, 230, 248, 294, 295, 297, 459, 478, 495)	7 (№№287, 363, 364, 366, 414, 474, 488)	4 (310, 335, 358, 452)	-	1 (№316)	40
90<	30 (№№22, 201, 202, 215, 224, 228, 237, 244, 254, 255, 257, 262, 281, 290, 296, 348, 352, 354, 413, 416, 420, 426, 428, 438, 443, 445, 455, 462, 466)	9 (№№210, 227, 285, 334, 350, 357, 442, 463, 490)	3 (№№30, 291, 346)	-	-		41
Итого	64	24	15	7	-	4	114

Таблица 3.1.3 – Распределение фонда действующих добывающих скважин по дебитам нефти и газовому фактору на 01.01.2026г

Инт.изм. ГФ м3/т	Дебит нефти, т/сут						КОЛ-ВО
	<10	10-20	20-40	40-60	60-80	80<	
20-100	53 (№№201, 202, 213, 215, 219, 223, 224, 226, 228, 236, 237, 244, 245, 251, 254, 256, 257, 261, 281, 284, 286, 289, 292, 296, 330, 345, 348, 355, 413, 415, 416, 419, 421, 422, 425, 426, 428, 430, 437, 438, 443, 448, 458, 462, 464, 466, 480, 482, 483, 489, 503, 504, 506)	11(№№13, 210, 227, 229, 230, 258, 312, 359, 463, 478, 490)	5 (№№216, 218, 259, 287, 439)	1 (№204)	-	-	70
100-200	11 (22, 255, 262, 282, 290, 352, 354, 420, 445, 455, 494)	13 (№№208, 248, 285, 294, 295, 297, 334, 350, 357, 442, 459, 485, 495)	8 (№№205, 291, 363, 364, 366, 414, 474, 488)	6 (310, 335, 358, 436, 452, 486)	-	4 (№№316, 361, 365, 447)	42
200-500	-	-	-		-	-	0
500<	-	-	2 (№№30, 346)		-	-	2
Итого	64	24	15	7	-	4	114

I объект

В эксплуатационном фонде числятся 37 скважин, из которых 35 скважин в действии, 2 скважины в простое. В целом все скважины данного объекта эксплуатируются механизированным способом.

В наблюдательном фонде числятся 22 скважины. В консервации 2 скважины. Фонд нагнетательных скважин составляет 18 ед, из них 14 в работе, 1 в простое. В фонде наблюдательных нагнетательных скважин – 3 ед.

II объект

Эксплуатационный объект включает в себя русловые залежи (№№ 2, 3, 4 и 5) горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2 и Ю-1 и соответственно эксплуатационные скважины расположены вдоль русла этих каналов, количество которых на дату отчета составляют 13 ед. добывающих и 1 скважина числятся в наблюдательном фонде. В нагнетательном фонде 3 скважины, 1 нагнетательная скважина в наблюдательном фонде.

Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН.

III объект

В добывающем фонде числятся 36 скважин. Из них 35 скважин в работе, 1 скважина в простое. 6 скважин находятся в наблюдательном фонде.

Несмотря на продолжительный срок разработки объекта, 4 скважины добывающего фонда все еще эксплуатируются фонтанным способом и 32 скважин эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН.

В нагнетательном фонде числятся 14 скважин.

IV объект (возвратный)

На возвратном IV объекте всего в эксплуатационном фонде числятся 23 скважины. Из них, 22 скважины в действии и 1 скважина №498 пробуренная в 2025г в настоящее время находится в освоении и обустройстве. Все добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом.

В наблюдательном фонде этого объекта числятся 12 скважин.

Нагнетательных скважин – 6 которые работают совместно с применением технологии ОРЗ в том числе и на I и III объекты.

V объект (возвратный)

На V объекте в добывающем фонде числятся 6 скважин, которые эксплуатируются механизированным способом при помощи ЭЦН. 2 скважины в наблюдательном фонде. В нагнетательном фонде 2 скважины, и 1 нагнетательная скважина в фонде наблюдательных.

Общее количество новых скважин, пробуренных и введенных в эксплуатацию из

бурения за период составляет 15 скважин.

В 2021г – пробурены 4 скважин (эксплуатационные №№483, 484, 488 и оценочная скважина №480).

В 2022г - пробурено 4 скважины (№№485, 486, 487, 492, все введены в эксплуатацию из бурения).

В 2023г – пробурены 3 скважины (№№489, 490, 491).

В 2024г – пробурены 2 скважины (№№493, 495 – оценочные и 494 эксплуатационная).

За первое полугодие 2025г пробурена 1 эксплуатационная добывающая скважина №498.

Таким образом, после утверждения последнего «Пересчета запасов...» 2021г (далее ПЗ-2021г) пробуренный фонд составляет 15 ед. (из них 12 эксплуатационных (№№480, 483, 484, 485, 486, 487, 488, 489, 490, 491, 492, 494, 498) и 3 ед. оценочных скважин (№№480, 493, 495). Также было произведено углубление бурением 2 существующих добывающих скважин №№216,218 для разработки нижележащих продуктивных горизонтов.

В таблице 3.1.4 представлено распределение пробуренных скважин по объектам и годам.

Таблица 3.1.4 - Распределение новых добывающих скважин по объектам

Год	Объект				Всего
	I	III	IV	V	
2021	483	484	480	488	4
2022	486		485, 487, 492		4
2023	491		489,490		3
2024	493	494, 495			3
2025		498			1
Всего	5	3	6	1	15

Работа действующих добывающих скважин месторождения характеризуются разбросанностью значений среднесуточных дебитов нефти из-за горно-геологических условия залегания эксплуатационных объектов. Скважины основного III объекта характеризуются более высокими дебитами по нефти, относительно дебитов скважин других объектов.

Практически все скважины I эксплуатационного объекта на дату отчета работают с дебитами нефти до 10 т/сут. Оставшиеся скважины №№229, 463, 478 эксплуатируется

дебитом выше 10 т/сут.

Добывающие скважины русловых отложений (II эксплуатационный объект) характеризуются диапазоном изменения дебита от 2,5 до 47,7 т/сут. Больше 20 т/сут дают 4 скважины №№204, 259, 287. В разрезе данные скважины характеризуются высокопродуктивными коллекторами горизонтов Ю-I, Ю-0-1б.

Доля добывающих скважин III эксплуатационного объекта с обводненностью до 50% составляет 10% от всего фонда, в том числе среднесуточный дебит нефти основного количества из них превышает 120 т/сут. В особенности активная обводненность проявляется в добывающих скважинах, расположенных в периферийных частях залежи, после достижения фронта вытесняющего агента (воды).

В возвратном IV объекте (нерусла) числятся 22 добывающие скважины, среднесуточные дебиты нефти которых варьируются от 1 т/сут до 37,3 т/сут. В целом основная доля скважин характеризуются дебитом до 10 т/сут, в связи с низкими физико-емкостными свойствами коллекторов.

Добывающие скважины горизонта V объекта характеризуются дебитами по нефти с диапазоном изменения от 2,2 до 27,4 т/сут, при этом 5 скважин из 6 работают с дебитами более 10 т/сут. Однако все характеризуются обводненностью 70% и более.

Коэффициенты эксплуатации скважин за 2021-2025 годы по всем объектам находятся на достаточно высоком уровне, изменяясь в диапазоне от 0,9 доли ед. до 0,99, что свидетельствует об оптимальном использовании фонда скважин месторождения.

3.2. Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

В данном разделе представлен анализ текущего состояния разработки месторождения. Динамика основных технологических показателей разработки по объектам и месторождению в целом приведена в таблицах 3.2.1-3.2.6 и на рисунках 3.2.2-3.2.7. По состоянию на 01.01.2026г в целом по месторождению отобрано 48 730,1 тыс. т нефти, или 92% от извлекаемых запасов, 77 357,4 тыс. т жидкости и 7 099,2 млн.м³ газа. Текущий КИН равен 0,531 доли ед. С начала разработки закачано 78 238 тыс.м³ воды.

Распределение текущей и накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.1. Очевидно, что основные тенденции в разработке месторождения в настоящее время определяет III объект, по которому за первое полугодие 2025г было отобрано 60% от всей текущей добычи нефти и 79,6% от всей накопленной добычи месторождения.

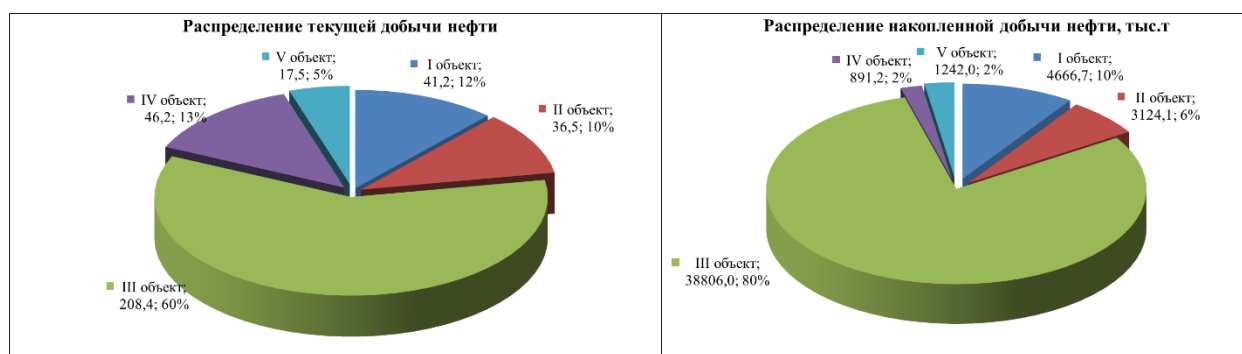


Рис. 3.2.1. Распределение текущей и накопленной добычи нефти на 01.01.2026г по объектам разработки месторождения

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения представлены на рисунке 3.2.2 и в таблице 3.2.1. Согласно представленной динамике технологических показателей разработки месторождения Акшабулак Центральный, максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2008г и составил 2890,2 тыс.т, жидкости – в 2017г и составил 4051,8 тыс.т. Максимальный уровень закачки воды достигнут в 2013г в объеме 4006,9 тыс.м³. Большой объем закачиваемой воды приходится на III объект разработки, система ППД на I и II объектах внедрена в 2011г, на III объекте в 2002г, на V возвратном объекте в 2016г. IV возвратный объект до 2021 года разрабатывался на режиме истощения пластовой энергии, в 2021 г. была реализована технология ОРЗ совместно с I объектом.. В целом, с начала 2005г до 2008г наблюдается тенденция роста добычи нефти, что связано с вводом новых высокопродуктивных добывающих скважин. В последующем в динамике отмечается стабильное снижение уровня отбора нефти до 2011г и обратное увеличение в 2012г, обусловленное эффективными проведениями геолого-технических мероприятий на месторождении и вводом высокопродуктивных скважин на III эксплуатационный объект. В 2013г отмечается стабилизация уровня отбора нефти на уровне предыдущего года благодаря вводу новых высокоскоростных скважин и полной отработке скважин, введенных в 2013г.

В 2021г добыча нефти в целом по месторождению составила 1214,6 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущим годом снизился на 8% и составил 25,8 т/сут. Ввод новых скважин из бурения составил 4 ед, из них 3 добывающих (№№483,484,488), 1 оценочная (№480). Фонд добывающих скважин на конец года составляет 143 ед. Обводненность увеличилась до 71,7%. Закачка воды составила 4821 тыс.м³ при среднегодовой приемистости – 395,8 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода новых скважин составила - 42 ед, из них действующие 40 ед. Добыча растворенного газа составила 166,3 млн.м³, ГФ – 136,9 м³/т.

В 2022г добыча нефти составила 1061,9 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущим годом снизился на 17% и составил 21,4 т/сут. Снижение добычи нефти связано

с искусственным ограничением добычи по основному III объекту, в связи с принятой недропользователем стратегией по продлению рационального срока разработки месторождения. Ввод новых скважин из бурения составил 4 ед, из них все 4 добывающие (№№485,486,487,492). Фонд добывающих скважин на конец года составляет 140 ед. Обводненность увеличилась до 74,6%. Закачка воды составила 5098,5 тыс.м³ при среднегодовой приемистости – 319,6 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода новых скважин составила - 42 ед, из них действующие 41ед. Добыча растворенного газа составила 132,7 млн.м³, ГФ – 124,9 м³/т.

В 2023г добыча нефти в целом по месторождению составила 915,5 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 12% и составил 18,8 т/сут. Ввод новых скважин из бурения составил 3 ед, все скважины добывающие. Фонд добывающих скважин на конец года составляет 146 ед. Обводненность увеличилась до 77,7%. Закачка воды составила 4776,3 тыс.м³ при среднегодовой приемистости – 289,9 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода новых скважин составила - 40 ед. Добыча растворенного газа составила 115,8 млн.м³, ГФ – 126,4 м³/т.

В 2024г добыча нефти составила 816,3 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 3,4% и составил 18,2 т/сут. Всего в 2024г было пробурено 3 новых скважин, из них 1 добывающая №494 и 2 оценочные скважины №№493, 495. Скважины №№494,495 ввелись в эксплуатацию, а оценочная скважина была впоследствии ликвидирована по геологическим причинам. Фонд добывающих скважин на конец года составляет 126 ед. Обводненность увеличилась до 81,1%. Закачка воды составила 4769 тыс.м³ при среднегодовой приемистости – 289,9 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин, с учетом ввода скважин из наблюдательного фонда составила - 42 ед. Добыча растворенного газа составила 107,3 млн.м³, ГФ – 131,4 м³/т.

За первое полугодие 2025г добыча составила 350 тыс.т. Как было ранее отмечено, основная доля добычи нефти месторождения приходится на III объект (60%). Средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 8% и составил 16,8 т/сут. Всего за первое полугодие 2025г была пробурена 1 новая эксплуатационная скважина, которая на дату отчета находится в освоении и обустройстве. Фонд добывающих скважин на середину года составляет 115 ед. Обводненность увеличилась до 84,1%. Закачка воды составила 2194 тыс.м³ при среднегодовой приемистости – 243,1 м³/сут. Фонд нагнетательных скважин составил - 39 ед. Добыча растворенного газа составила 46,8 млн.м³, ГФ – 133,8 м³/т.

Таким образом, резюмирую вышеперечисленные факты, можно сделать вывод, что месторождение находится на завершающей стадии разработки, что подтверждается высокой степенью выработанности запасов (91,5%) и достижением текущего КИН на

уровне 0,538 доли ед. при утвержденном его значении 0,589 доли ед. Добыча нефти демонстрирует устойчивую нисходящую динамику: с 1214,6 тыс.т в 2021г. до 350 тыс.т за первое полугодие 2025г. Среднесуточный дебит за этот период снизился почти на 35%, одновременно происходит систематический рост обводнённости продукции (с 71,7% до 84,1%).

Ключевым источником добычи остаётся III объект, на который приходится до 60% текущей и 79,6% накопленной добычи, однако добыча этого объекта искусственно ограничивается, замедляя падение темпов и продлевая срок разработки меторождения. Основные объекты I и III характеризуются высокой выработанностью более 90%, как и V возвратный объект. Менее выработаны II объект и IV возвратный объект – на уровне 70%.

Ниже представлена характеристика отборов по годам по эксплуатационным объектам.

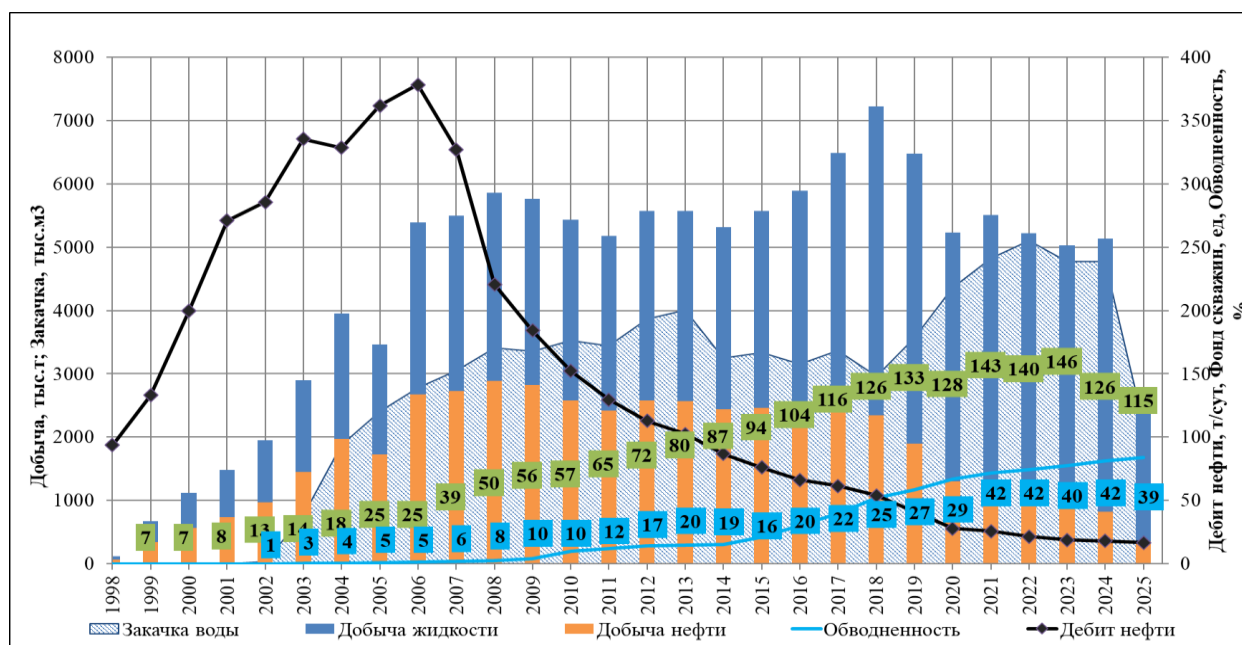


Рис. 3.2.2 - Технологические показатели разработки в целом по месторождению I объект (горизонты М-II-1 и М-II-2)

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти по I объекту составила 4666,7 тыс.т, жидкости 12 612,0 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 90,9%, при обводненности добываемой продукции 89,4%. I объект находится на четвертой стадии разработки, характеризующийся ежегодным снижением добычи нефти и ростом обводненности с 2010г и уменьшением числа фонда добывающих скважин по причине выбытия скважин из-за выработки запасов в зоне дренирования и высокой обводненности. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2010г и составил 386,3 тыс.т.

Динамика основных технологических показателей разработки объекта I представлена на рисунке 3.2.3 и в таблице 3.2.2.

I объект разработки состоит из двух сводовых частей – северной и южной. Наиболее продуктивным участком является северный свод. На долю северного свода приходится 58% накопленной добычи нефти.

В 2021г добыто 171,3 тыс.т нефти, что на 23,4 тыс.т (-11,6%) ниже уровня 2020г. Сокращение добычи нефти связано со снижением дебита нефти с 10 т/сут до 8 т/сут и увеличением обводненности с 76% до 81,4%. Фонд добывающих скважин на конец года – 61 ед., ввод добывающих скважин составил 9 ед., из них 2 скважин из бурения, при этом выбытие добывающих скважин составило 9 ед. Закачка воды составила 876 тыс.м³, при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 94,1%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 10 ед., за счет перевода с добывающего фонда под закачку, ввода из наблюдательного фонда и составил 25 ед. Добыча растворенного газа составила 8,403 млн.м³, ГФ – 49 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,3/ 15,6%.

За 2022г добыто 166,2 тыс.т нефти. Сокращение добычи нефти относительно прошлого года связано со снижением дебита нефти с 8,2 т/сут до 7,7 т/сут и увеличением обводненности с 81,4 до 83,6 % и уменьшением фонда добывающих скважин на 1 ед., составляя 60 ед. В 2022 году была пробурена скважина №486, однако сразу же переведена на III объект в связи с высокой обводненностью на данном объекте. В целом ввод скважин за 2022 год включая бурение составила 4 ед., выбытие скважин – 6 ед.

Закачка воды по объекту составила 1132,6 тыс.м³, при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 110,4%, накопленная 41,7%.

Фонд нагнетательных скважин 25 ед, что соответствует количеству нагнетательных скважин предыдущего года. Добыча растворенного газа составила 7,853 млн.м³, ГФ – 47,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,2/ 18,0%.

В 2023г добыто 144,4 тыс.т нефти, что на 21,8 тыс.т (-13%) ниже уровня 2022г. Сокращение добычи нефти связано со снижением дебита нефти с 7,7 т/сут до 7,3 т/сут, увеличением обводненности до 85,4%. Фонд добывающих скважин на конец года – 59 ед., ввод добывающих скважин составил 1 ед. Закачка воды составила 954 тыс.м³, при приемистости – 106,8 м³/сут. Текущая компенсация составила 96,2%. Фонд нагнетательных скважин уменьшился на 2 ед. и составил 23 ед. Добыча растворенного газа составила 6,862 млн.м³, ГФ – 47,5 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,8/19,0%.

За 2024г добыча нефти составила 105,1 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 14% и составил 6,3 т/сут. Обводненность увеличилась с 85,5% до 88%. В целом фонд добывающих скважин 46 ед. Сокращение фонда скважин по сравнению с предыдущим годом связано с выбытием скважин по причине высокой обводненности скважин и низкой продуктивности. Добыча растворенного газа составила

4,715 млн.м³, ГФ – 45 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2/17,1%.

Закачка воды составила 911,2 тыс.м³ при приемистости – 104,3 м³/сут. Текущая компенсация отборов жидкости по объекту остается на высоком уровне и составила 105,1%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 1 ед., за счет ввода скважины из наблюдательного фонда под закачку, и составил 24 ед.

За первое полугодие 2025г добыто 41,2 тыс.т нефти. Дебит нефти практически на том же уровне, что и в прошлом году - 6,2 т/сут, обводненность увеличилась и составляет 89,4%. Фонд добывающих скважин на конец года – 37 ед., что на 9 ед. меньше фонда на конец 2024г. Причина выбытия скважин – высокая обводненность скважин, что характерно для залежей с высокой выработкой и находящиеся на поздней стадии разработки. Закачка воды составила 389,9 тыс.м³, при приемистости – 93,6 м³/сут. Текущая компенсация составила 101,7%. Фонд нагнетательных скважин уменьшился на 2 ед. и составил 22 ед. Добыча растворенного газа составила 1,867 млн.м³, ГФ – 45,3 м³/т.

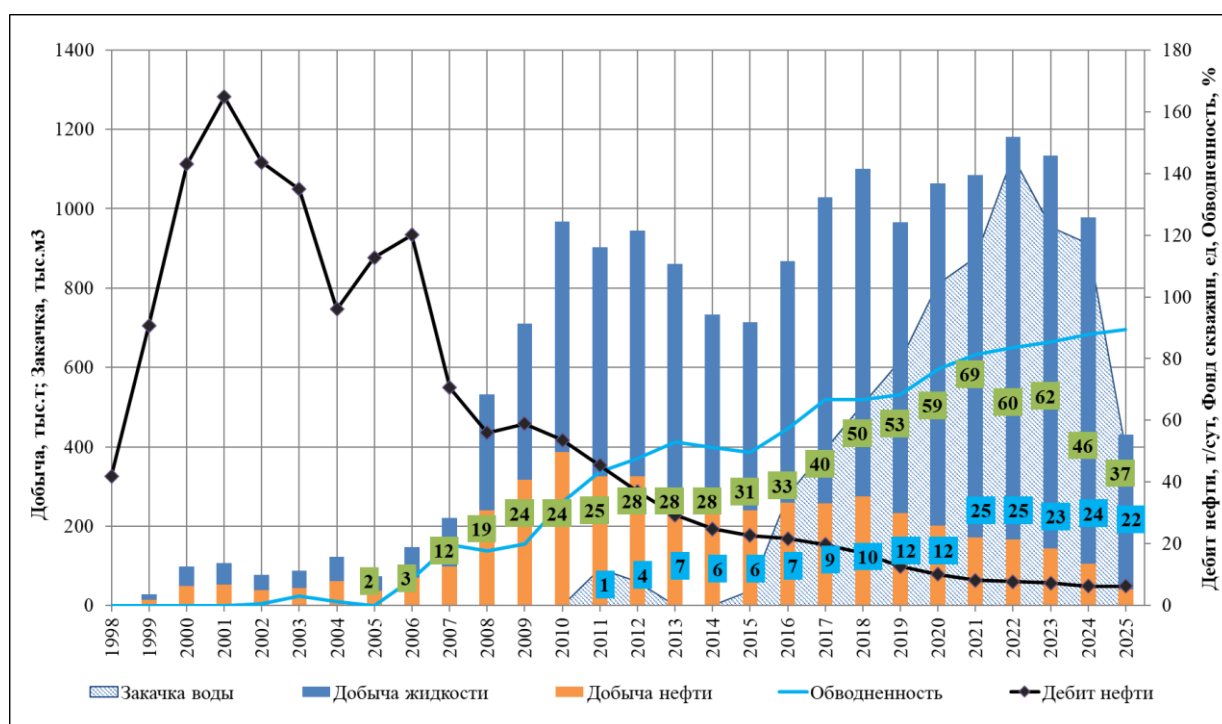


Рис. 3.2.3 - Технологические показатели разработки I объекта

II объект (горизонты Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1)

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти по II объекту составила 3124,1 тыс.т, жидкости 7002,1 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 66,7%, при обводненности добываемой продукции 87,5%. Максимальный уровень отбора нефти достигнут в 2013г и составил 206,6 тыс.т.

Динамика основных технологических показателей разработки II объекта представлена на рисунке 3.2.4. Основные технологические показатели разработки II

объекта представлены в таблице 3.2.3. II объект разработки включает в себя четыре русловых отложения трех продуктивных юрских горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-I с разными ВНК, которые вступали в разработку в разный период времени. Разработка горизонта Ю-0-2 была начата со скважиной №7 в сентябре 2001г со среднесуточным дебитом нефти 120 т/сут. В 2004г были вовлечены в разработку продуктивные горизонты Ю-0-16 (вводом в эксплуатацию добывающей скважины №204) и Ю-I (вводом в эксплуатацию добывающей скважины №202 и переводом скважины №11 из I объекта).

С начала вступления объекта в промышленную разработку среднесуточный дебит по нефти достигал своего максимального значения 141,4 т/сут в 2005г и в дальнейшем наблюдается его стабилизация на уровне 108,3 т/сут и последующее снижение до 15,7 т/сут.

За 2021г добыча нефти составила 107,2 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 6,7% и составил 22,4 т/сут. Практически такой же уровень добычи нефти как и в предыдущем году обеспечен вводом двух скважин №№479,258 переводом из другого горизонта и вводом из наблюдательного фонда. Таким образом, фонд добывающих скважин составил 14 ед. Обводненность составляет 79,6%. Закачка воды составила 221,9 тыс.м³ при приемистости – 149 м³/сут. Текущая компенсация составила 40,3%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 2 скважины и составил 4 ед., что связано с переводом под закачку скважины №460 и оснащением скважины №424 компоновкой ОРЗ, что дало возможность одновременной закачки в два разных объекта разработки. Добыча растворенного газа составила 8,745 млн.м³, ГФ – 81,6 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 2,3/5,4%.

За 2022г добыча нефти составила 96,5 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 12% и составил 19,8 т/сут. Фонд добывающих скважин меньше прошлогоднего фонда на 1 ед. и составляет 13 ед., что связано с выбытием скважины №259 в наблюдательный фонд. Обводненность составляет 82,1%. Закачка воды составила 157,9 тыс.м³ при приемистости – 127 м³/сут. Текущая компенсация составила 28,2%. Фонд нагнетательных скважин остался без изменений и составил 4 ед. Добыча растворенного газа составила 8,032 млн.м³, ГФ – 83,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 2,1/5,2%.

За 2023г добыча нефти составила 85,7 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом снизился на 13% и составил 17,2 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 15 ед. Обводненность составляет 83,9%, что практически на уровне прошлого года. Закачка воды составила 227,4 тыс.м³ при приемистости – 106,8 м³/сут. Текущая компенсация составила 41,8%. Фонд нагнетательных скважин остался на уровне последних

лет и составил 4 ед. Добыча растворенного газа составила 10,434 млн.м³, ГФ – 121,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,8/ 4,9%.

За 2024г добыча нефти составила 80,8 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом немного снизился и составил 16,6 т/сут. Фонд добывающих скважин меньше прошлогоднего фонда на 2 ед. и составляет 13 ед., что связано с выбытием скважины №449 в наблюдательный фонд и переводом скважины №476 под ППД на III объект. Обводненность составляет 86,2%. Закачка воды составила 232,1 тыс.м³ при приемистости – 104,3 м³/сут. Текущая компенсация составила 39,1%. Фонд нагнетательных скважин остался без изменений и составил 4 ед. Добыча растворенного газа составила 7,694 млн.м³, ГФ – 95,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 1,7/4,8%.

За первое полугодие 2025г добыча нефти составила 36,5 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущем годом немного снизился и составил 15,7 т/сут. Фонд добывающих остался без изменений и составляет 13 ед. Обводненность составляет 87,5%. Закачка воды составила 96 тыс.м³ при приемистости – 93,6 м³/сут. Текущая компенсация составила 32,7%. Фонд нагнетательных скважин на 1 ед. меньше прошлого года и составил 3 ед., что связано с выбытием скважины №270 в наблюдательный фонд. Добыча растворенного газа составила 2,684 млн.м³, ГФ – 73,4 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 0,8/2,3%.

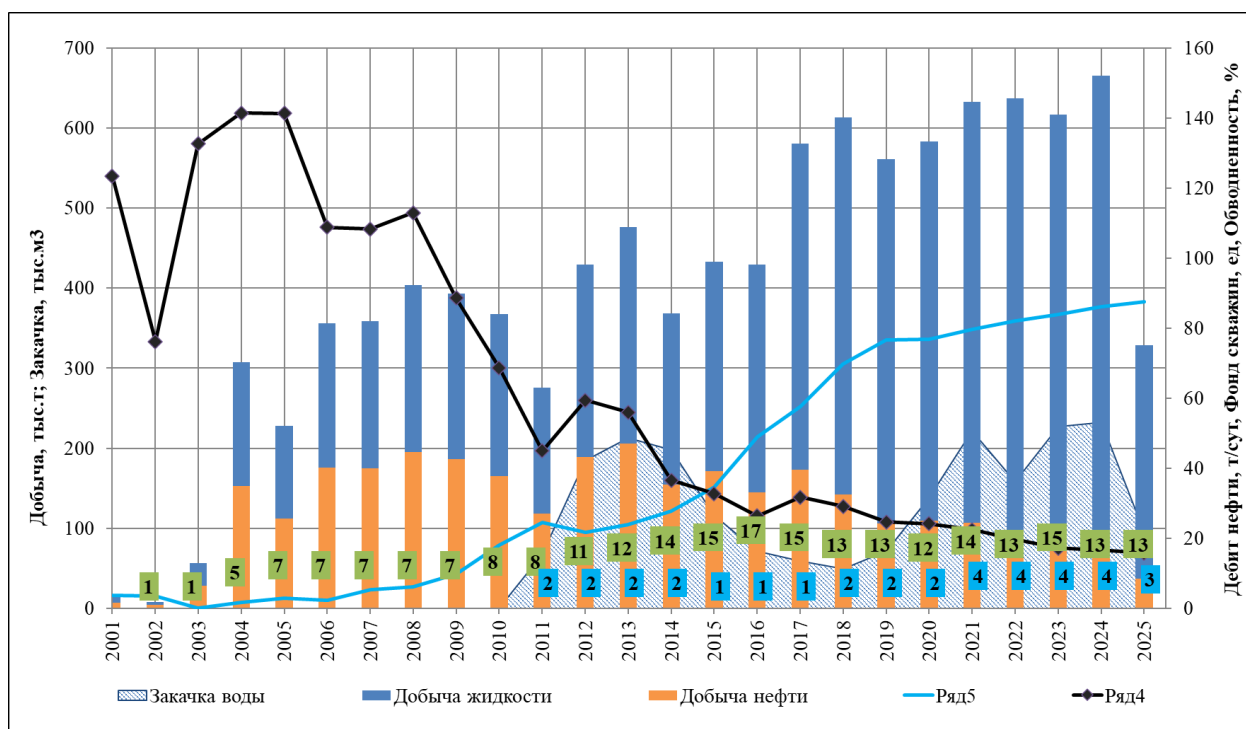


Рис. 3.2.4. Технологические показатели разработки II объекта

III объект (горизонты Ю-IIIа и Ю-IIIб)

III объект находится на поздней стадии разработки, характеризующейся умеренным снижением среднегодовых дебитов нефти, высокой выработанностью а также вводом в эксплуатацию практически всех добывающих и нагнетательных скважин, предусмотренных действующим и предыдущими проектными документами.

Разработка объекта осуществляется с ППД путем закачки воды в законтурные скважины и скважины отработавшие на нефть, то есть на объекте реализуется система смешанного заводнения, которая была внедрена в 2002г с последующим укреплением системы. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2008г и составил 2454,6 тыс.т, при темпе отбора от НИЗ 6%, что обусловлено максимальным количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин и усилением системы ППД.

На сегодняшний день фонтанным способом эксплуатируются 11% добывающего фонда, 89% добывающих скважин оборудованы ЭЦН. Фонтанирование скважин поддерживается за счет стабильного энергетического состояния горизонта, несмотря на долгий период времени разработки.

С начала разработки горизонта Ю-III в большинстве добывающих скважинах добывалась практически безводная нефть. В основном за период разработки из-за обводненности были отключены скважины, работающие на периферийных участках залежи, то есть ближе к ВНК.

На 01.01.2026г в целом по объекту отобрано 38 806 тыс.т нефти, 52 211 тыс.т жидкости и 6 404,710 млн.м³ газа. Коэффициент извлечения нефти достиг значения 0,779 доли ед., выработанность запасов равна 94,9%.

Динамика основных технологических показателей разработки III объекта представлены на рисунке 3.2.5 и в таблице 3.2.4.

За 2021г добыча нефти составила 828,8 тыс.т, средний дебит нефти на уровне прошлогоднего показателя и составил 53,5 т/сут. На конец года фонд добывающих скважин составляет 43 ед. В течении года были произведены ввод из наблюдательного фонда 6 добывающих скважин, 2 скважины введены переводом из других объектов. Также были выбытия 4 добывающих скважин на другой горизонт и выбытие в наблюдательный фонд. Обводненность увеличилась с 58,7% до 65,4%. Закачка воды составила 3377,8 тыс.м³ при приемистости – 949,9 м³/сут. Текущая компенсация составила 118,1%. Фонд нагнетательных скважин уменьшился на 1 ед., и составляет 10 ед. Добыча растворенного газа составила 138,528 млн.м³, ГФ – 167,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 2,0/ 17,5%.

За 2022г добыча нефти составила 598,5 тыс.т, что на 28% меньше прошлогоднего уровня добычи нефти. Такое падение добычи связано с искусственным ограничением

добычи и перераспределением ее на последующие годы, с целью продления рентабельного периода разработки месторождения. Средний дебит нефти снизился с 53,5 т/сут до 41,2 т/сут. Обводненность увеличилась с 65% до 71,2%. На конец года фонд добывающих скважин уменьшился на 3 ед. относительно прошлогоднего фонда и составил 39 ед. В течении года был произведен ввод переводом из другого объекта новой скважины №486, которая после ввода в эксплуатацию на I объект обводнилась и переведена на данный III объект. Также были выбытия 5 добывающих скважин на другой горизонт и выбытие в наблюдательный фонд. Закачка воды составила 3483,6 тыс.м³ при приемистости – 943,3 м³/сут. Текущая компенсация составила 145,8%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 1 ед. за счет перевода под закачку скважины №446, и составляет 11 ед. Добыча растворенного газа составила 97,948 млн.м³, ГФ – 163,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,5/ 15,3%.

В 2023г отобрано 515,7 тыс.т нефти, что на 82,8 тыс.т (24%) ниже по сравнению с прошлым годом. Добывающий фонд скважин уменьшился на 2 ед. за счет выбытия 2 скважин №500 в наблюдательный фонд и №349 переводом на другой горизонт. Среднегодовой дебит нефти составил 37,5 т/сут. Фонд добывающих скважин на конец года – 37 ед., Закачка воды составила 3232,7 тыс.м³, при приемистости – 908,6 м³/сут. Текущая компенсация составила 139,4%. Фонд нагнетательных скважин остался на прошлогоднем уровне и составил 11 ед. Добыча растворенного газа составила 81,851 млн.м³, ГФ – 158,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,3/15,6%.

В 2024г добыча нефти составила 490,8 тыс.т, средний дебит нефти остался практически на уровне предыдущего года и составил 37,4 т/сут, однако наблюдается увеличение обводненности до 78,3%.

На конец года фонд добывающих скважин составляет 37 ед, что на уровне прошлого года. В течение года были выбытия 2 скважин и введены в эксплуатацию из бурения 2 скважины – эксплуатационная добывающая №494 и оценочная скважина №495. Скважина №494 введена в августе 2024г с дебитом около 6 т/сут. Оценочная скважина №495, после завершения своих целевых задач по доразведке горизонта М-II-1, была введена на III объект с дебитом 51,2 т/сут.

Закачка воды составила 3260,5 тыс.м³ при приемистости – 762,5 м³/сут. Текущая компенсация составила 131,2%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 1 ед., за счет ввода из наблюдательного фонда другого объекта скважины №307 и составляет 12 ед. Добыча растворенного газа составила 82,689 млн.м³, ГФ – 168,5 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,2/17,6%.

За первое полугодие 2025г добыча нефти составила 208,4 тыс.т, дебит нефти снизился на 13% относительно дебита предыдущего года и составил 32,3 т/сут. Наблюдается увеличение обводненности с 78,3% до 82,6%.

На 01.01.2026г года фонд добывающих скважин составляет 36 ед, что на 1 ед. меньше фонда прошлого года. В течение года было произведено выбытие скважины №439 переводом на другой объект. На дату отчета в освоении и обустройстве находится скважина №498, бурение которой завершено в 2025г.

Закачка воды составила 1528,2 тыс.м³ при приемистости – 649,2 м³/сут. Текущая компенсация составила 119,3%. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 2 ед. и составляет 14 ед. Увеличение за счет реализации технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) по 2 скважинам №№299 и 446 совместно с I объектом. Добыча растворенного газа составила 37,020 млн.м³, ГФ – 177,6 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 0,5/9,0%.

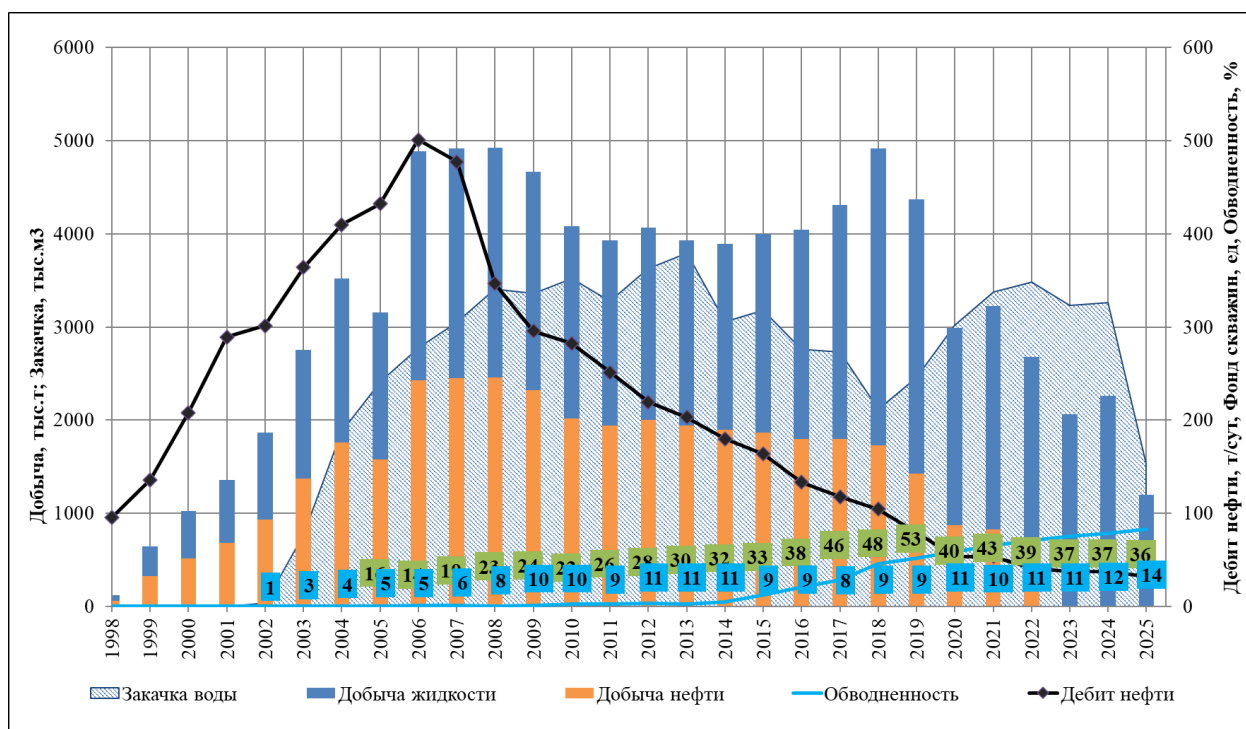


Рис. 3.2.5. Технологические показатели разработки III объекта

IV объект (горизонт Ю-0-1б, Ю-0-2, Ю-1)

Нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1б, Ю-0-2 и Ю-1 были выделены в IV возвратный объект разработки, которые характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами и вырабатываются в основном возвратным фондом скважин III и

V объекта разработки.

В целом объект находится на третьей стадии разработки. Разработка объекта ведется с искусственным подрежанием пластовой энергии поредством закачки воды. Основной объем накопленной добычи нефти приходится на горизонт Ю-0-2. Горизонт Ю-I начал разрабатываться в 2020 году.

На 01.01.2026г накопленная добыча нефти составила 891,2 тыс.т, жидкости 1839,4 тыс.т. Отбор от НИЗ на уровне 61,7%, при обводненности добываемой продукции 73,5%. Максимальный уровень отбора нефти достигнут в 2015г и составляет 58,7 тыс.т, при темпе отбора от НИЗ 3,2%. Максимальный отбор жидкости 114,1 тыс.т приходится на 2020г.

Динамика основных технологических показателей разработки IV объекта представлены на рисунке 3.2.6 и в таблице 3.2.5.

В 2021г добыча нефти составила 53,7 тыс.т при среднем дебите нефти 14,4 т/сут. В целом фонд добывающих скважин составляет 11 ед. Обводненность увеличилась с 52% до 54%. Добыча растворенного газа составила 5,270 млн.м³, ГФ – 98,2 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,7/5,3%. В 2021 году на объекте была реализована система ППД посредством перевода под закачку 3 скважин (№№510,513,516). Закачка составила – 23,1 тыс.м³, средняя приемистость – 66,5 м³/сут.

В 2022г добыча нефти составила 143,9 тыс.т при среднем дебите нефти 22,4 т/сут. Ввод новых скважин составляет 3 ед., все 3 скважины (№№485,487 и оценочная скважина №492) были введены из бурения. В целом фонд добывающих скважин составляет 22 ед. Относительно прошлого года фонд добывающих увеличился в два раза с 11 ед. до 22 ед. Помимо ввода в эксплуатацию 3-х пробуренных скважин, были введены из наблюдательного фонда под добычу 5 скважин, переводом из добывающего фонда других горизонтов 4 скважины. Обводненность продукции снизилась с 53,8% до 43%, что объясняется вовлечением в разработку новых запасов с меньшей обводненностью относительно. Фонд нагнетательных скважин не изменился и составил 3 ед. Закачка составила – 84,6 тыс.м³, средняя приемистость – 72,3 м³/сут.

Добыча растворенного газа составила 13,150 млн.м³, ГФ – 91,4 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 10/15,1%.

В 2023г добыча нефти составила 118,3 тыс.т, добыча жидкости 274,1 тыс.т. Наблюдается работа добывающих скважин с дебитом нефти немного ниже по сравнению с предыдущим годом и составляет - 15 т/сут, обводненность увеличилась на 14% и составляет 56,9%. Фонд добывающих скважин на конец составляет 25 ед., что больше на 3 ед. относительно прошлого года. Из них, в течение года были введены 4 добывающие скважины – 2 добывающие скважины (№№489,490), 1 из наблюдательного фонда и 1 из

переводом из другого объекта и выбытие 1 скважины. Скважины №№489,490 введены с входным дебитом 14,1 т/сут и 41,5 т/сут соответственно. Фонд нагнетательных скважин увеличился на 2 ед. и составил 5 ед. Была реализована технология ОРЗ по двум скважинам №№511,512 совместно с другим объектом. Закачка составила – 135 тыс.м³, приемистость – 87,6 м³/сут.

В 2024г отобрано 92,2 тыс.т нефти, что на 26 тыс.т (22%) ниже показателя предыдущего. Средний дебит снизился с 15 т/сут до 11,8 т/сут. Фонд добывающих скважин на конец года – 23 ед., ввод добывающих скважин составил 1 ед. (№306) переводом из I объекта, выбытие – 3 ед, все в наблюдательный фонд. Обводненность увеличилась с 56,9% до 71,1%. Фонд нагнетательных остался без изменений и составил 5 ед. Закачка составила – 160,4 тыс.м³, средняя приемистость – 62,6 м³/сут. Добыча растворенного газа составила 6,451 млн.м³, ГФ – 69,9 м³/т.

За первое полугодие 2025г добыча нефти составила 46,2 тыс.т при среднем дебите нефти 11,2 т/сут. Ввод новых скважин составляет 2 ед, которые были переведены из других объектов, и одна нагнетательная скважина введена из переводом из другого объекта. В целом фонд добывающих скважин составляет 22 ед. Обводненность увеличилась с 71,1% до 73,5%. Добыча растворенного газа составила 3,065 млн.м³, ГФ – 66,3 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 3,2/7,7%. Фонд нагнетательных увеличился на 1 ед. и составил 6 ед., что связано с вводом скважины №446 с ОРЗ совместно с III объектом. Закачка составила – 160,4 тыс.м³, средняя приемистость – 62,6 м³/сут. Добыча растворенного газа составила 3,065 млн.м³, ГФ – 66.3 м³/т.

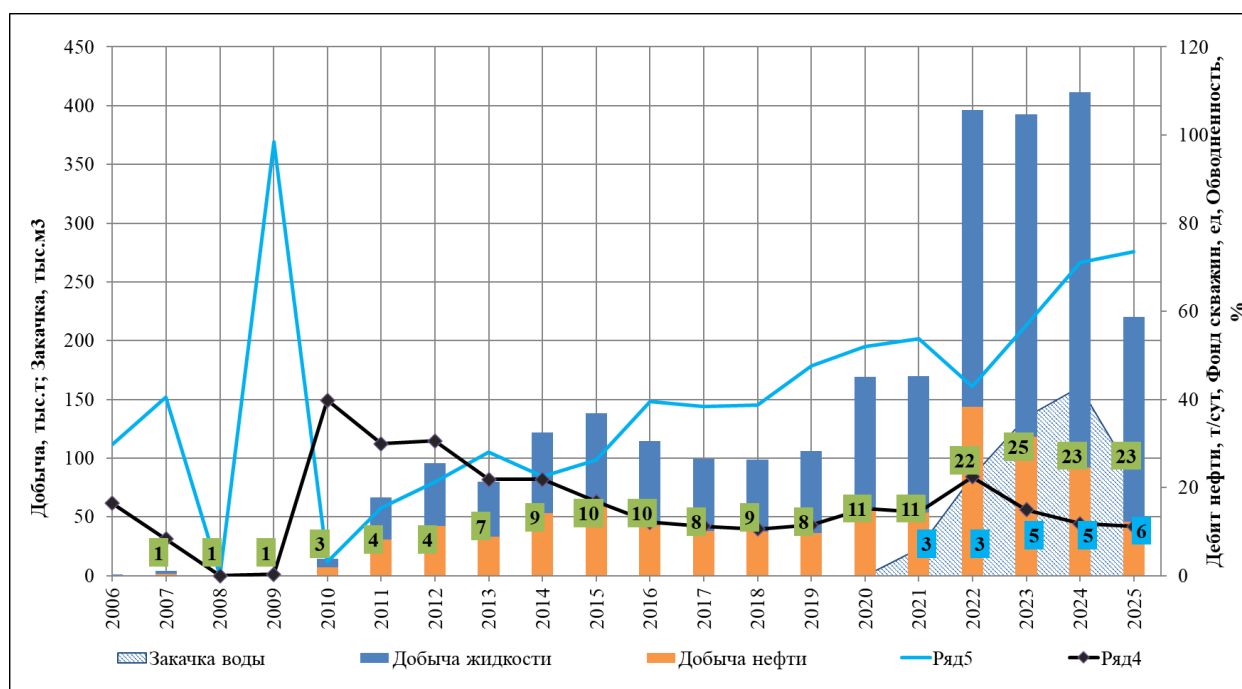


Рис. 3.2.6. Технологические показатели разработки IV объекта

V объект (горизонт Ю-II)

На 01.01.2026г в целом по объекту добыто 1242,0 тыс.т нефти, 3357,5 тыс.т жидкости и 132,653 млн.м³ газа. Всего отобрано от НИЗ 99,3%, текущий КИН равен 0,411 доли ед.

Основные технологические показатели разработки возвратного объекта представлены на рисунке 3.2.7 и в таблице 3.2.6.

За 2021г добыча нефти составила 53,7 тыс.т, средний дебит нефти на уровне прошлогодним и составляет 24,5 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед. Был произведен ввод в добычу скважины №488 из эксплуатационного бурения и выбытие одной скважины в наблюдательный фонд. Обводненность на уровне предыдущего года и составила 84,2%. Закачка воды составила 321,9 тыс.м³ при приемистости – 247,4 м³/сут. Текущая компенсация составила 90,2%. Фонд нагнетательных скважин остался на прошлогоднем уровне и составляет 4 ед. Добыча растворенного газа составила 5,373 млн.м³, ГФ – 100 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 4,3/22,8%.

За 2022г добыча нефти составила 56,7 тыс.т, средний дебит нефти составляет 26,7 т/сут, что выше прошлогоднего среднегодового дебита нефти, который объясняется вводом новой скважины и отработкой полного года. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед. Фонд добывающих скважин остался без изменений и составляет 6 ед. В фонде нагнетательных скважин числятся 3 скважины, что на 1 ед. меньше, чем в прошлом году. Это связано с выбытием нагнетательной скважины №9 в наблюдательный фонд по техническим причинам. Закачка воды составила 239,6 тыс.м³ при приемистости – 234,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 80,4%, накопленная – 58,1%.

Обводненность снизилась на 5% и составила 79,4%. Добыча растворенного газа составила 5,373 млн.м³, ГФ – 100 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ТИЗ составил 4,5/31,2%.

В 2023г отобрано 51,4 тыс.т нефти, 250,9 жидкости, 5,137 млн.м³ газа. Снижение добычи нефти связано с выбытием 1 добывающей скважина №284 на II объект, а также снижением дебита нефти переходящего фонда с 26,7 до 23,2 т/сут. Обводненность продукции оставила 79,5%. В добывающем фонде числятся 6 ед., в нагнетательном 3 ед.

В 2024г отобрано 47,3 тыс.т нефти, что на 4 тыс.т (-8%) ниже показателя предыдущего года. Такое падение добычи связано со снижением среднегодового дебита с 23,2 т/сут до 19,7 т/сут в результате роста обводненности продукции с 79,5% до 83%. Фонд добывающих скважин на конец года – 7 ед., в течение года была введены 2 скважины №№352,435 переводом с I объекта, и выбытие 1 скважины №435. Закачка воды составила 204,7 тыс.м³, при приемистости – 193,7 м³/сут. Текущая компенсация составила 69,6%. Фонд нагнетательных скважин составил 3 ед. Добыча растворенного газа составила 5,719 млн.м³, ГФ – 120,8 м³/т.

За первое полугодие 2025г добыча нефти составила 17,5 тыс.т, средний дебит нефти по сравнению с предыдущим годом снизился на 31% и составил 13,6 т/сут. Фонд добывающих скважин составляет 6 ед., что на 1 ед. меньше предыдущего года, в связи с выбытием скважины №356 в наблюдательный фонд. Обводненность увеличилась до 87,9%. Закачка воды составила 96,2 тыс.м³ при приемистости – 191,2 м³/сут. Текущая компенсация составила 65%. Фонд нагнетательных скважин составляет 2 ед, в связи с выбытием скважины №362 в наблюдательный фонд. Добыча растворенного газа составила 2,185 млн.м³, ГФ – 124,7 м³/т. Темп отбора от НИЗ/ ТИЗ составил 1,4/66,6%.

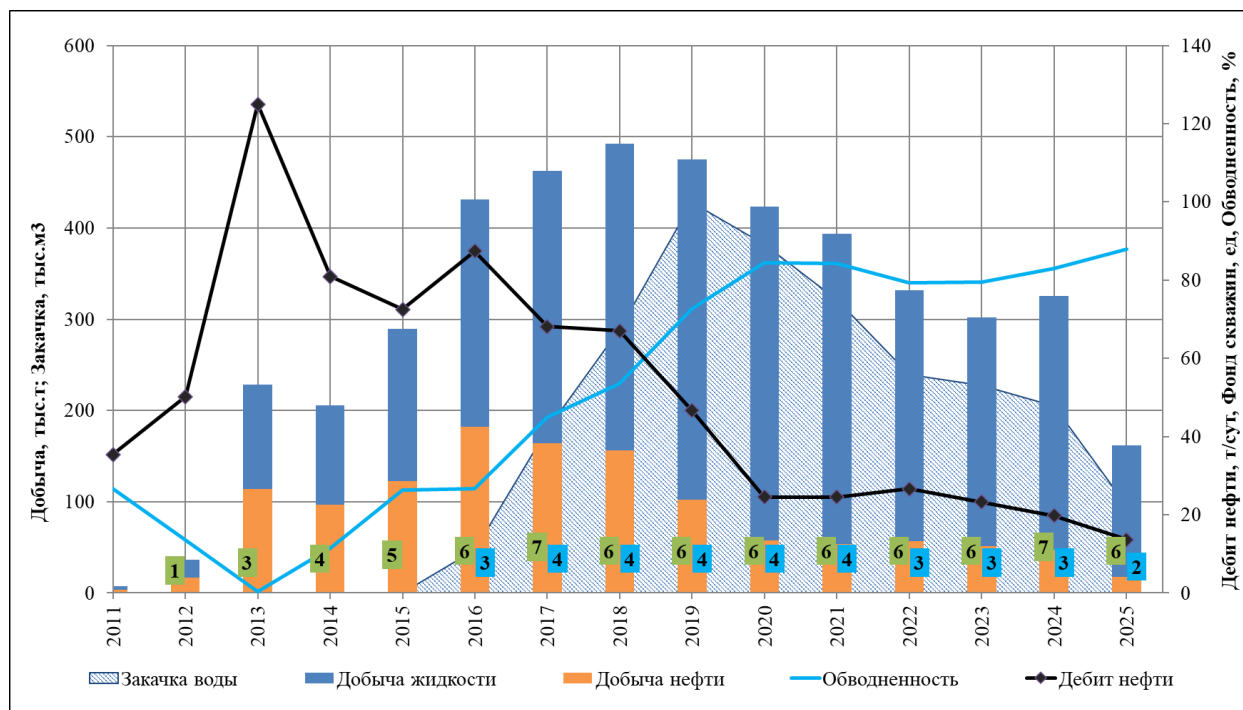


Рис. 3.2.7. Технологические показатели разработки V объект

Таблица 3.2.2 - Основные технологические показатели разработки I объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти	тыс.т	171,3	166,2	144,4	105,1	81,5
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	168,8	166,2	142,8	105,1	81,5
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	2,50	0,02	1,60	0,00	0,00
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	171,3	166,2	144,4	105,1	41,2
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	4212,7	4379,0	4523,4	4628,5	4709,9
7	<i>в т.ч.: механизированным способом</i>		3629,1	3795,3	3939,7	4044,8	4086,1
8	Темп отбора от НГЗ	%	0,8	0,8	0,7	0,5	0,4
9	Темп отбора от НИЗ	%	3,2	3,1	2,7	2,0	1,5
10	Темп отбора от ТИЗ	%	13,4	15,1	15,4	13,2	11,8
11	Текущий КИН	доли ед.	0,209	0,217	0,224	0,229	0,233
12	Выработанность запасов	%	79,2	82,4	85,1	87,1	88,6
13	Добыча жидкости	тыс.т	913,7	1015,6	989,2	873,4	853,7
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	909,3	1015,4	983,0	873,4	853,7
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	4,4	0,2	6,2	0,0	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	913,7	1015,6	989,2	873,4	408,0
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	9230,9	10246,5	11235,7	12109,1	12962,7
18	Добыча газа	млн.м³	8,403	7,853	6,862	4,715	3,634
19	Накопленная добыча газа	млн.м³	198,356	206,209	213,071	217,786	221,420
20	Текущий газовый фактор	м³/т	49,0	47,2	47,5	44,9	44,6
21	Обводненность среднегод. по весу	%	81,3	83,6	85,4	88,0	90,5
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	43,2	90,4	74,3	0,0	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	81,4	83,6	85,5	88,0	90,5
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	129,6	131,5	133,4	133,4	133,4
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	69	60	62	46	37
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	9	4	4	2	4
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	2	1	1	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	4	2	1	0	1
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	3	1	2	2	3
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	69	60	59	46	37
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	9	7	5	15	13
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	4	3	12	10
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	3	1	3	2
38	<i>под закачку</i>	ед.	8	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	1	0	0
40	<i>в ликвидацию</i>	ед.	0	0	0	0	1
41	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	25	25	23	24	22
42	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	25	25	23	24	22
43	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	13	0	0	0	0
44	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
45	<i>переводом под закачку</i>	ед.	8	0	0	0	0
46	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	2	0	0	0	0
47	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	3	0	0	1	0
48	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	2	0	2
49	Закачка воды	тыс.м³	678,0	1132,6	954,0	911,2	389,9
50	Накопленная закачка воды	тыс.м³	678,0	1810,6	2764,6	3675,9	4065,7
51	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	72,8	110,4	96,2	105,1	46,5
52	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	6,5	15,8	22,2	27,6	28,7
53	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	8,2	7,7	7,3	6,3	6,1
54	по жидкости	т/сут	43,6	47,0	49,9	52,1	37,3
55	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	9,7	0,6	11,0	0,0	0,0
56	по жидкости	т/сут	17,0	6,7	42,8	0,0	0,0
57	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м³/сут	143,2	127,0	106,8	104,3	93,6
58	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,97	0,94	0,97	0,92	0,71
59	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,97	0,95	0,97	0,92	0,76
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,94	0,98	0,93	0,93	0,92
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,94	0,98	0,97	0,95	0,97

Таблица 3.2.3 - Основные технологические показатели разработки II объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
-------	------------	----------	------	------	------	------	------

1	Добыча нефти	тыс.т	107,2	96,5	85,7	80,8	72,8
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	107,2	96,5	85,7	80,8	72,8
3	<i>мехспособом</i>	тыс.т	107,2	96,5	85,7	80,8	36,5
4	Накопленная добыча нефти	тыс.т	2824,5	2921,0	3006,8	3087,6	3160,4
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1786,0	1882,6	1968,3	2049,1	2085,6
6	Темп отбора от НГЗ	%	1,2	1,0	0,9	0,9	0,8
7	Темп отбора от НИЗ	%	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0
8	Темп отбора от ТИЗ	%	12,0	12,2	12,4	13,3	13,8
9	Текущий КИН	доли ед.	0,307	0,317	0,327	0,335	0,343
10	Выработанность запасов	%	78,2	80,8	83,2	85,4	87,5
11	Добыча жидкости	тыс.т	525,9	540,4	530,9	585,2	608,8
12	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	525,9	540,4	530,9	585,2	608,8
13	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	525,9	540,4	530,9	585,2	306,2
15	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	5053,7	5594,1	6125,0	6710,2	7319,0
16	Добыча газа	млн.м³	8,745	8,032	10,434	7,694	5,326
17	Накопленная добыча газа	млн.м³	231,146	239,178	249,612	257,306	262,632
18	Текущий газовый фактор	м³/т	81,6	83,2	121,7	95,2	73,2
19	Обводненность среднегод. по весу	%	79,6	82,1	83,9	86,2	88,0
20	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	<i>из переходящих скважин</i>	%	79,6	82,1	83,9	86,2	88,0
22	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
23	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	14	13	15	13	13
24	Ввод новых добывающих скважин	ед.	2	0	3	0	0
25	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
26	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	1	0	1	0	0
27	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	1	0	2	0	0
28	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
29	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
30	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
32	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	14	13	15	13	13
33	Выбытие добывающих скважин	ед.	0	0	1	2	0
34	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	0	1	0	1	0
35	<i>на другой горизонт</i>	ед.	0	0	1	1	0
36	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
37	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	3
39	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	4	4	4	3
40	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	2	0	0	0	0
41	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
42	<i>переводом под закачку</i>	ед.	1	0	0	0	0
43	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	1	0	0	0	0
45	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	1
46	Закачка воды	тыс.м³	167,8	157,9	227,4	232,1	96,0
47	Накопленная закачка воды	тыс.м³	167,8	325,7	553,2	785,3	881,3
48	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	30,5	28,2	41,8	39,1	15,7
49	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	2,7	4,8	7,6	9,9	10,3
50	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	22,5	19,8	17,2	16,6	15,8
51	<i>по жидкости</i>	т/сут	110,3	110,6	106,7	120,0	83,8
52	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	<i>по жидкости</i>	т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
54	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м³/сут	143,2	127,0	106,8	104,3	93,6
55	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,98	0,96	0,96	0,98	0,86
56	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,98	0,97	0,96	0,98	0,89
57	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,94	0,80	0,92	0,93	0,96
58	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,94	0,88	0,96	0,95	0,96

Таблица 3.2.4 - Основные технологические показатели разработки III объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти	тыс.т	828,8	598,5	515,7	490,8	412,1
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	828,8	597,2	515,7	490,1	412,1
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	0,0004	1,32	-	0,71	0,00

4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	442,9	381,3	322,4	317,5	150,0
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	36992,5	37591,0	38106,7	38597,5	39009,6
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	2540,0	2921,3	3243,7	3561,2	3711,2
8	Темп отбора от НГЗ	%	1,7	1,2	1,0	1,0	0,8
9	Темп отбора от НИЗ	%	2,0	1,4	1,2	1,2	1,0
10	Темп отбора от ТИЗ	%	16,0	13,7	13,7	15,1	15,0
11	Текущий КИН	доли ед.	0,743	0,755	0,765	0,775	0,783
12	Выработанность запасов	%	89,5	90,9	92,2	93,3	94,3
13	Добыча жидкости	тыс.т	2398,4	2075,4	2064,7	2258,8	2646,3
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	2397,9	2073,7	2064,7	2256,9	2646,3
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	0,5	1,7	0,0	2,0	0,0
16	<i>мехспособом</i>	тыс.т	1805,0	1683,1	1693,8	1880,1	1140,0
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	44614,7	46690,2	48754,8	51013,6	53659,9
18	Добыча газа	млн.м³	138,528	97,948	81,851	82,689	71,391
19	Накопленная добыча газа	млн.м³	6105,202	6203,150	6285,001	6367,690	6439,081
20	Текущий газовый фактор	м³/т	167,2	163,7	158,7	168,5	173,2
21	Обводненность среднегод. по весу	%	65,4	71,2	75,0	78,3	84,4
22	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	%	65,4	71,2	75,0	78,3	84,4
23	<i>новых скважин</i>	%	99,9	24,1	0,0	63,9	0,0
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	130,1	130,1	130,1	132,0	132,0
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	43	39	37	37	36
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	8	1	0	2	0
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	1	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	2	1	0	0	0
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	6	0	0	0	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	1	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	43	39	37	37	36
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	5	6	2	2	1
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	1	1	1	2	0
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	4	5	1	0	1
38	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	10	11	11	12	14
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	10	11	11	12	14
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	1	0	2	0
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>переводом под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
45	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	0	1	0	2	2
46	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
47	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	1	0	0	1	0
48	Закачка воды	тыс.м³	2603,5	3483,6	3232,7	3260,5	1528,2
49	Накопленная закачка воды	тыс.м³	2603,5	6087,2	9319,8	12580,3	14108,5
50	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	91,0	145,8	139,4	131,2	54,7
51	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	3,8	8,6	12,7	16,6	17,9
52	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	53,5	41,2	37,5	37,4	31,6
53	по жидкости	т/сут	154,9	142,8	149,9	172,2	130,6
54	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	0,1	25,3	0,0	5,8	0,0
55	по жидкости	т/сут	95,7	33,4	0,0	16,2	0,0
56	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м³/сут	962,5	943,3	908,6	762,5	649,2
57	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,97	0,95	0,99	0,98	0,82
58	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,97	0,97	0,99	0,98	0,86
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,98	0,96	0,88	0,95	0,98
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,98	0,96	0,97	0,97	0,98

Таблица 3.2.5 - Основные технологические показатели разработки IV объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти	тыс.т	53,7	143,9	118,3	92,2	89,2
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	50,8	136,1	109,8	92,2	89,2
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	2,9	7,8	8,5	0,0	0,0
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	53,7	143,9	118,3	92,2	46,2
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	490,1	634,0	752,2	844,5	933,7

7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	472,0	615,8	734,1	826,3	872,6
8	Темп отбора от НГЗ	%	0,6	1,6	1,3	1,0	1,0
9	Темп отбора от НИЗ	%	3,2	8,5	7,0	5,5	5,3
10	Темп отбора от ТИЗ	%	4,3	12,1	11,3	9,9	10,6
11	Текущий КИН	доли ед.	0,053	0,069	0,082	0,092	0,102
12	Выработанность запасов	%	29,1	37,7	44,7	50,2	55,5
13	Добыча жидкости	тыс.т	116,2	252,4	274,1	319,2	344,0
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	113,1	242,1	259,5	319,2	344,0
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	3,0	10,3	14,6	0,0	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	116,2	252,4	274,1	319,2	181,4
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	788,4	1040,8	1314,9	1634,1	1978,0
18	Добыча газа	млн.м³	5,270	13,150	11,476	6,451	5,770
19	Накопленная добыча газа	млн.м³	48,469	61,619	73,095	79,547	85,317
20	Текущий газовый фактор	м³/т	98,2	91,4	97,0	69,9	64,7
21	Обводненность среднегод. по весу	%	53,8	43,0	56,9	71,1	74,1
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	5,0	24,3	41,6	0,0	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	55,1	43,8	57,7	71,1	74,1
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	22,8	28,5	32,3	32,3	32,3
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	11	22	25	23	23
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	5	12	4	1	6
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	1	3	2	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	4	4	1	1	2
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	5	1	0	4
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	11	22	25	23	22
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	5	1	1	3	7
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	2	1	1	3	6
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	1	0	0	0	1
38	<i>под закачку</i>	ед.	1	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	1	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	3	3	5	5	6
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	3	3	5	5	6
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	3	0	2	0	0
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>переводом под закачку</i>	ед.	3	0	0	0	0
45	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	0	0	2	0	1
46	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
47	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
48	Закачка воды	тыс.м³	23,1	84,6	135,0	160,4	83,8
49	Накопленная закачка воды	тыс.м³	23,1	107,7	242,7	403,2	487,0
50	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	16,8	27,2	42,3	45,9	22,6
51	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	3,0	10,1	18,5	25,2	25,6
52	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	14,4	22,4	15,0	11,8	10,7
53	по жидкости	т/сут	31,2	39,3	34,7	40,9	33,1
54	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	32,1	22,3	23,5	0,0	0,0
55	по жидкости	т/сут	33,8	29,5	40,3	0,0	0,0
56	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м³/сут	66,5	72,3	87,6	62,6	60,0
57	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,94	0,91	0,95	0,95	0,80
58	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,94	0,93	0,95	0,95	0,85
59	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,87	0,99	0,74	0,95	0,99
60	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,87	0,99	0,83	0,99	0,99

Таблица 3.2.6 - Основные технологические показатели разработки V объекта

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
1	Добыча нефти	тыс.т	53,7	56,7	51,4	47,3	26,3
2	<i>в т.ч. из переходящих скважин</i>	тыс.т	43,3	56,7	51,4	47,3	26,3
3	<i>новых скважин</i>	тыс.т	10,43	0,00	0,00	0,00	0,00
4	<i>оценочных скважин</i>	тыс.т	0	0	0	0	0
5	<i>мехспособом</i>	тыс.т	53,7	56,7	51,4	47,3	17,5
6	Накопленная добыча нефти	тыс.т	1068,8	1125,5	1176,9	1224,2	1250,5
7	<i>мехспособом</i>	тыс.т	599,5	656,2	707,6	754,9	772,5
8	Темп отбора от НГЗ	%	1,8	1,9	1,7	1,6	0,9

9	Темп отбора от НИЗ	%	3,7	3,9	3,5	3,3	1,8
10	Темп отбора от ТИЗ	%	12,3	14,7	15,7	17,1	11,5
11	Текущий КИН	доли ед.	0,353	0,372	0,389	0,405	0,413
12	Выработанность запасов	%	73,5	77,4	81,0	84,2	86,0
13	Добыча жидкости	тыс.т	339,6	275,0	250,9	278,0	250,0
14	<i>из переходящих скважин</i>	тыс.т	327,1	275,0	250,9	278,0	250,0
15	<i>в том числе: из новых скважин</i>	тыс.т	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0
16	<i>механизированным способом</i>	тыс.т	339,6	275,0	250,9	278,0	151,5
17	Накопленная добыча жидкости	тыс.т	2375,5	2650,5	2901,4	3179,4	3429,4
18	Добыча газа	млн.м³	5,373	5,672	5,137	5,719	3,275
19	Накопленная добыча газа	млн.м³	113,900	119,572	124,710	130,428	133,704
20	Текущий газовый фактор	м³/т	100,0	100,0	100,0	120,8	124,7
21	Обводненность среднегод. по весу	%	84,2	79,4	79,5	83,0	89,5
22	<i>в том числе: из новых скважин</i>	%	16,1	0,0	0,0	0,0	0,0
23	<i>из переходящих скважин</i>	%	86,8	79,4	79,5	83,0	89,5
24	Эксплуатационное бурение с начала разработки	тыс.м	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
25	Фонд добывающих скважин на конец года	ед.	6	6	6	7	6
26	Ввод новых добывающих скважин	ед.	1	0	1	2	0
27	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	1	0	0	0	0
28	<i>перевод с других объектов</i>	ед.	0	0	1	2	0
29	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
30	<i>из нагнетательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
31	<i>из разведочного фонда других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
32	<i>в т.ч. нагнетательных в отработке</i>	ед.	0	0	0	0	0
33	Ввод новых оценочных скважин	ед.	0	0	0	0	0
34	Фонд действующих скважин на конец года	ед.	6	6	6	7	6
35	Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0	1	1	1
36	<i>в т.ч. в наблюдательный фонд</i>	ед.	1	0	0	1	1
37	<i>на другой горизонт</i>	ед.	0	0	1	0	0
38	<i>под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
39	<i>в консервацию</i>	ед.	0	0	0	0	0
40	Фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	3	3	3	2
41	Действ. фонд нагнетат. скв. на конец года	ед.	4	3	3	3	2
42	Ввод новых нагнетательных скважин	ед.	0	0	0	0	0
43	<i>в т.ч. из эксплуатационного бурения</i>	ед.	0	0	0	0	0
44	<i>переводом под закачку</i>	ед.	0	0	0	0	0
45	<i>переводом с других объектов</i>	ед.	0	0	0	0	0
46	<i>из наблюдательного фонда</i>	ед.	0	0	0	0	0
48	Выбытие нагнетательных скважин	ед.	0	1	0	0	1
49	Закачка воды	тыс.м³	239,7	239,6	227,2	204,7	96,2
50	Накопленная закачка воды	тыс.м³	239,7	479,3	706,5	911,2	1007,4
51	Тек.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	67,2	80,4	83,7	69,6	37,9
52	Нак.компенсация отборов жидкости в пласт. условиях	%	8,1	14,7	20,0	23,8	24,7
53	Среднегодовой дебит одной добыв. скв. по нефти	т/сут	24,5	26,7	23,2	19,7	11,9
54	по жидкости	т/сут	154,8	129,3	113,5	116,0	77,2
55	Среднегодовой дебит новых скважин по нефти	т/сут	62,5	0,0	0,0	0,0	0,0
56	по жидкости	т/сут	74,5	0,0	0,0	0,0	0,0
57	Среднегодовая приемистость одной наг-ной скважины	м³/сут	250,7	234,7	216,8	193,7	191,2
58	Коэффициент использования добывающих фонда скважин	доли ед.	0,99	0,97	0,98	0,96	0,80
59	Коэффициент эксплуатации добывающих скважин	доли ед.	0,99	0,97	0,98	0,96	0,82
60	Коэффициент использования фонда нагнетательных скважин	доли ед.	0,87	0,91	0,93	0,94	0,93
61	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин	доли ед.	0,87	0,91	0,93	0,96	0,93

3.2.2 Анализ состояния выработки запасов

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных горизонтов месторождения был выполнен на основе геологических и извлекаемых запасов, состоящих на государственном балансе РК.

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти по месторождению составляет 48 730,1 тыс.т, что составляет 91,5% отборов от начальных извлекаемых запасов нефти, при обводненности добываемой продукции 84,1%. Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки представлено на рисунке 3.2.1.

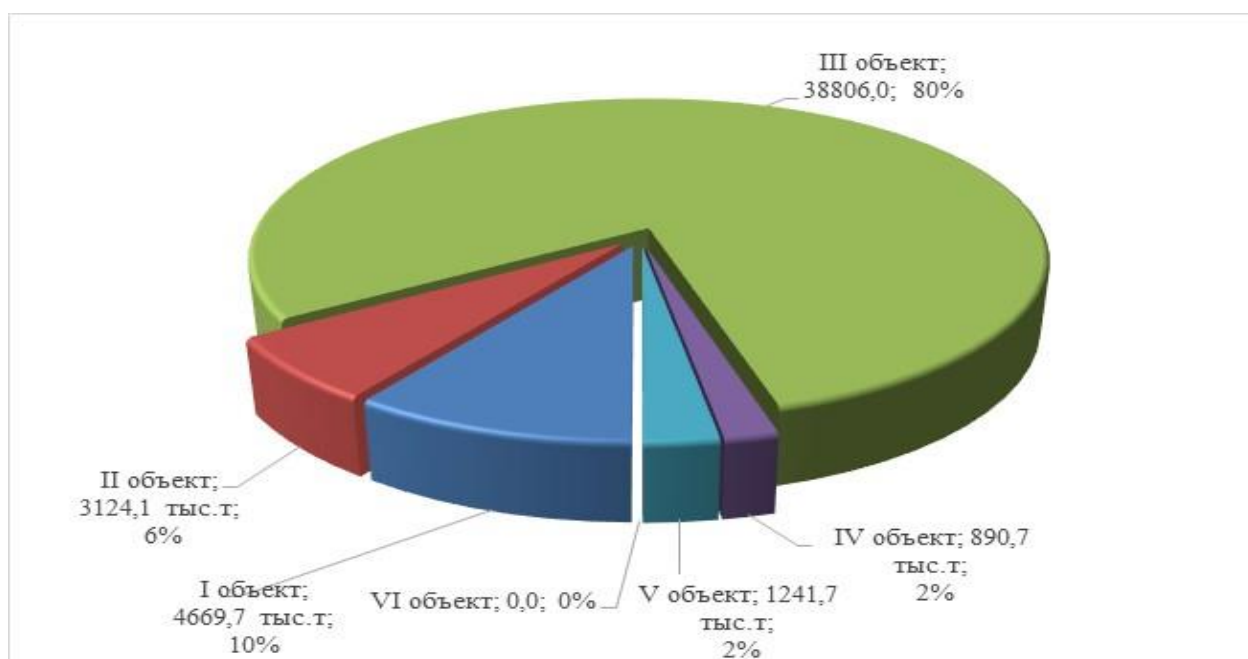


Рис. 3.2.1 – Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

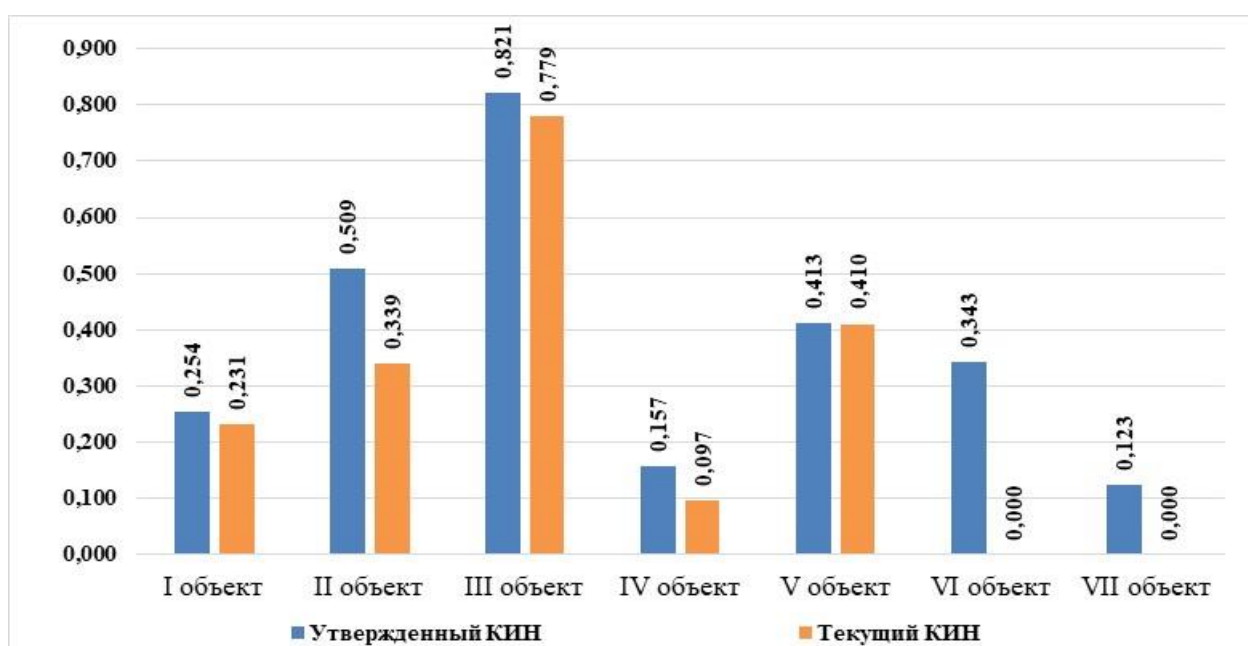


Рис. 3.2.2 – Сопоставление утвержденных и текущих КИН по объектам разработки

Основная доля накопленной добычи нефти 79,6% приходится на III объект, по которому текущий КИН достиг значения 0,779 доли ед. На долю объектов I и II приходится всего 9,6% и 6,4% соответственно. Текущие значения КИН по I объекту составляет 0,231 доли ед., по II объекту – 0,339 доли ед. Самым низким темпом отбора и выработанностью характеризуется IV возвратный объект (нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-I), по которому на дату отчета отобрано 61,6% от НИЗ.

Суммарная величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категория В+С₁) по месторождению оценивается в 4 747 тыс.т, из которых 44% (2 104 тыс.т) приходится на объект III.

Учитывая распределение начальных и текущих извлекаемых запасов нефти, очевидно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки месторождения Акшабулак Центральный по-прежнему будут определяться эффективностью разработки основного объекта III.

Анализ выработки запасов нефти I объекта

В действующем проектном документе меловые горизонты выделены в I эксплуатационный объект, на долю которых приходится 22% от начальных геологических запасов нефти месторождения (категории В+С₁).

Разработка объекта ведется с высокой обводненностью, тенденция динамики которого ежегодно увеличивается.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти I объекта

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти объекта I по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.3, по зонам насыщения на рисунке 3.4.4.

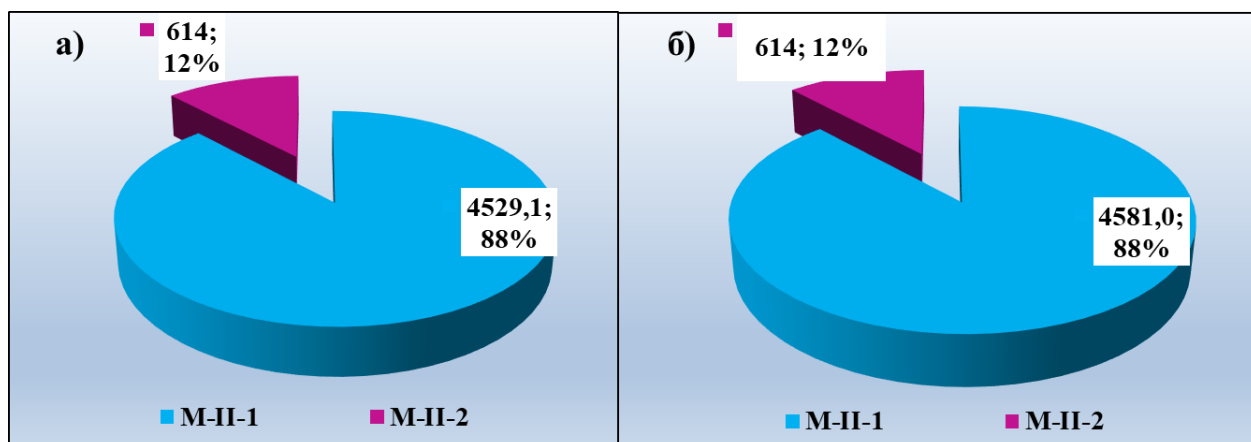


Рис. 3.2.3 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта I и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С₁, б) – Категория В+С₁+С₂

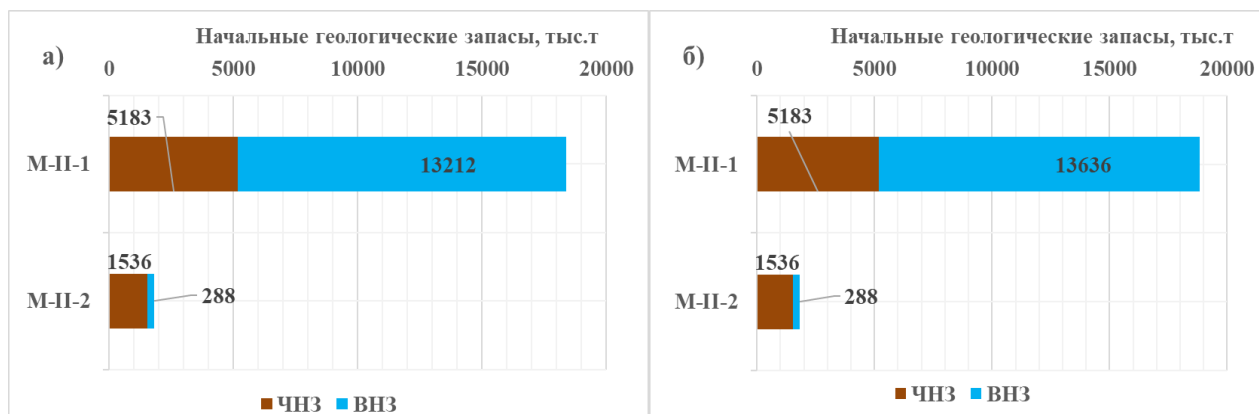


Рис. 3.2.4 – Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту I относительно зон насыщения, а) - категория V+C₁, б) - категория V+C₁+C₂

Основные геологические и извлекаемые запасы (64,6%) нефти сосредоточены в водонефтяной зоне продуктивных горизонтов М-II-1 и М-II-2.

Более 50% промышленных геологических и извлекаемых запасов нефти содержится на Северном своде горизонта М-II-1, на Южный свод горизонта М-II-1 приходится более 30% запасов и на горизонт М-II-2 приходится 7% геологических и 10% извлекаемых запасов нефти.

Анализ показателей выработки I объекта

Основные показатели, характеризующие состояние выработки продуктивных горизонтов объекта I на 01.01.2026 представлены в таблице 3.2.14.

Таблица 3.2.1 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта I на 01.01.2026г

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Северный свод	Южный свод	Объект I
			М-II-1+М-II-2	М-II-1	
1	Начальные геологические запасы нефти V+C ₁	тыс.т.	11949	8240	20189
2	Начальные извлекаемые запасы нефти V+C ₁	тыс.т.	3121,5	2014,2	5143,1
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,261	0,244	0,255
4	Текущий КИН	доли ед.	0,216	0,217	0,217
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	2704,5	1962,2	4666,7
6	Отбор от НИЗ	%	86,6	97,4	90,7
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	417,0	52,0	476,4

За весь период разработки в целом по объекту накопленная добыча нефти составила 4669,7 тыс.т, при этом в эксплуатации перебывало 112 добывающих скважин. Отбор от НИЗ оценивается на уровне 90,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 89,4%. Значение текущего КИН составляет 0,216 доли ед., при утвержденном

значении 0,261 доли ед. На дату выполнения проекта остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 476,4 тыс.т. Выработка по северному своду – 86,6%, по южному своду – 97,4%.

Таким образом, дальнейшие перспективы разработки объекта I в основном будут связаны с успешностью проведения геолого-технических работ для оптимизации работы существующего фонда скважин.

Анализ выработки запасов нефти объекта II

В качестве II эксплуатационного объекта проектным документом были выделены русловые отложения горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2 и Ю-I, на долю которых приходится 10,0% от начальных извлекаемых запасов нефти месторождения (категории В+С₁)

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти объекта II

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти II объекта по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.5, относительно зон насыщения на рисунке 3.2.6.

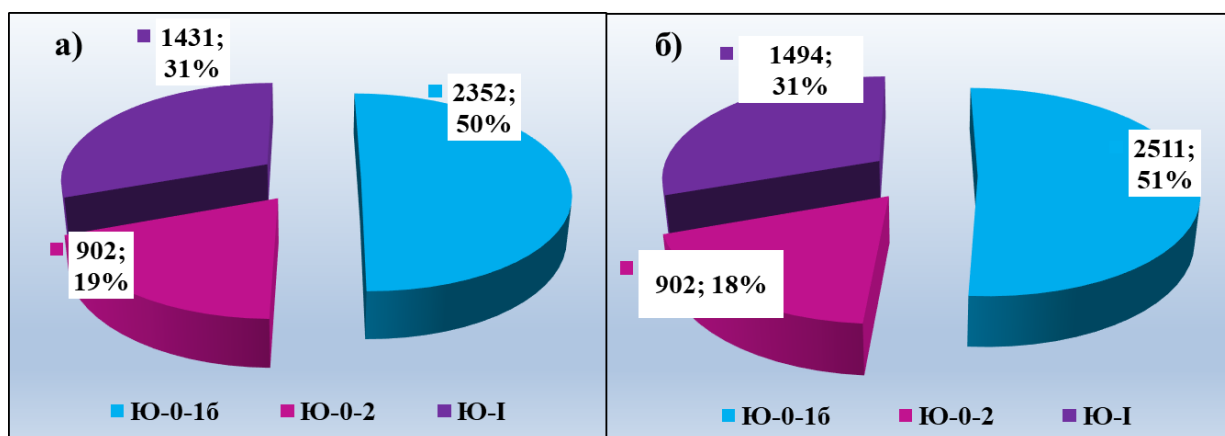


Рис. 3.2.5 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта II и категориям запасов нефти, а) - Категория – В+С₁, б) – Категория В+С₁+С₂

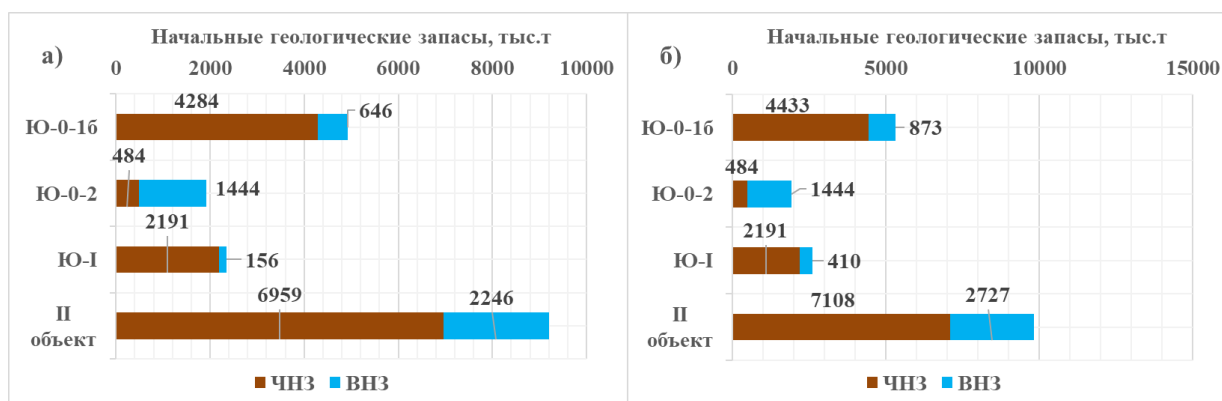


Рис. 3.2.6 – Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту II относительно зон насыщения, а) - категория В+С₁, б) - категория В+С₁+С₂

Основная доля начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится русла 4 и 5, на долю которых приходится 38,3% и 25,5%, на долю русла 3 приходится 20,9% извлекаемых запасов и 15,3% на русло 2.

Анализ показателей выработки объекта II

Основные показатели, характеризующие состояние выработки русловых отложений II объекта на 01.01.2026г представлены в таблице 3.2.7.

По состоянию на 01.01.2026г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 3124,1 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 66,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 87,5%, дебит по нефти 15,7 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,339 доли ед., при утвержденном значении 0,509 доли ед. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 1560,9 тыс.т.

Далее рассмотрим состояние выработки запасов нефти по каждому из русел продуктивных горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2, Ю-1 и по сводам, входящих в эксплуатационный II объект. Совместное вскрытие продуктивных горизонтов не осуществлялась, что дает возможность оценить выработанность каждого геологического тела (русла).

Русло 2 залегает в северном и южном сводах горизонта Ю-0-16, накопленная добыча нефти на дату отчета составляет 443,3 тыс.т, при отборе от НИЗ 60,9%, текущий КИН достиг значения 0,315 доли ед.

Тип залежи северного свода представлена пластово-сводовой, тектонической экранированной с юга разломом f_2 . Скважины вскрывшие русловые отложения характеризуются большой нефтенасыщенной мощностью от 6,1 до 13,3м. По данным ГИС скважины №262 отмечается продвижение ВНК, текущий уровень по данным ГИС отбит на глубине -1581м, что на 24м выше начального -1604,8м. (рис. 3.2.7.).

Текущий КИН на северном своде Русла 2 достиг значения 0,307 доли ед., при утвержденном значении 0,502 доли ед.

Залежь южного свода пластово-сводовая. В добывающем фонде пребывало две скважины №№208, 289. На дату отчета в эксплуатации находится одна добывающая скважина №208, скважина №289 переведена на I объект, т.к. по скважине получены низкий дебит нефти, что возможно связано с расположением скважины на границе «песчаного тела», что подтверждается маленькими нефтенасыщенными толщинами.

По южному своду русла 2 отобрано 92,2 тыс.т, что составляет 59,7% отбора от НИЗ, текущий КИН достиг 0,350 доли ед., при утвержденном его значении 0,587 доли ед.

Текущее состояние разработки южной части русла ставит под сомнение достижение утвержденного КИН без применения интенсификации добычи нефти и ГТМ.

Русло 3 горизонта Ю-0-2 самостоятельно вскрывался и эксплуатировался в 3 добывающих скважинах, из которых 2 скважины №№7 и 421 расположены на южном своде, скважина №13 на северном своде.

Тип залежи северного свода – массивный с подошвенной водой. Начальный ВНК северного свода принят на отметке -1628,4 м. Северная часть русла характеризуется низкими показателями выработанности 40,7%, текущий КИН составляет 0,152 доли ед., при утвержденных 0,373 доли ед. По данным ГИС скважин №№ 350 и 365 (пробурены в 2008 и 2016 годах) участок представляется как обводненный, с текущей насыщенностью 0,42 и 0,22 соответственно, что указывает на продвижение и подъем ВНК. (рис. 3.2.7.)

Тип залежи южного свода можно представить, как массивный с подошвенной водой (внутренний контур прослеживается на небольшом участке в сводовой части в районе скважин №№7 и 363). Южный свод характеризуется более высокой выработанностью запасов относительно северной части, который составляет 64,3%, текущий КИН – 0,371 доли ед., при утвержденном 0,578 доли ед.

Начальный ВНК принят на отметке -1603,1 м, что на 25,3 метра выше северного свода. По данным ГИС скважин №№ 253, 282, 420, 357, 470, 421, 363 отмечается подъем ВНК, текущий уровень по данным ГИС скважин №№ 420, 470, 421, 363 (пробурены в 2015-2016 годах) отбит на глубине -1588-1591 м, что на 12-15 м выше начального -1603,1м. (рис. 3.2.19-3.2.30.) Скважина №421 характеризуется ростом обводненности во второй половине с 50% до 95%, ввиду положения нижних дыр интервала перфорации (-1588м) на уровне текущего положения ВНК. Скважина №7, расположенная в кровельной части объекта, полностью обводнилась, ввиду полной выработки запасов в зоне расположения. Нижний интервал перфорации скважины (-1585м) выше текущего положения ВНК на 5 м.

Русло 4 горизонта Ю-0-16 залегает лишь в южном своде объекта, в котором сосредоточены 30% от всех геологических запасов II объекта. Русло расположено в центральной части площади, где оно изгибом простирается в субширотном направлении. На дату отчета отбор от НИЗ достиг 62,9%, текущий КИН 0,290 доли ед. Проектный фонд скважин, предусмотренный в проектном документе реализован. На рисунке 3.2.11 представлена корреляционная схема по линии скважин №№ 270, 335, 283, 282, 424, 281, 204, 284, 257, 271. По данным ГИС скважины №257 (пробурена в начале 2016г) отмечается продвижение ВНК, текущий уровень по данным ГИС отбит на глубине -1576м, что на 23,3 м выше начального -1599,3.

Русло 5 горизонта Ю-I залегает лишь в северном своде объекта. Залежь по типу

природного резервуара пластово-сводовая. Накопленная добыча нефти на 01.01.2026г составляет 1171,4 тыс.т, отбор от НИЗ – 81,9%. Текущий КИН достиг 0,499 доли ед., при утвержденном его значении 0,610 доли ед. Следует отметить, что в эксплуатации находятся всего 5 добывающих скважин, на долю каждого в среднем приходится по 51,9 тыс.т нефти от остаточных извлекаемых запасов. Дальнейшая разработка русла будет сопровождаться высокой обводненностью продукции скважин, т.к. отмечается подъем ВНК по данным ГИС скважин №№262, 296, 443, 444. Текущий уровень отбит по скважине №444 на глубине - 1616,1 м, что на 28,1 м выше начального.

С учетом текущего состояния разработки и показателей выработки запасов нефти предполагается, что без применения дополнительных мероприятий для интенсификации добычи нефти достижение утвержденного значения в целом по объекту будет проблематична. По результатам анализа разработки II объекта установлено, что ожидается недостижение утверждённых значений коэффициента извлечения нефти. Это обусловлено тем, что утверждённые показатели КИН оказались завышенными относительно фактических геолого-технических условий, что подтверждается динамикой разработки, характером пластовых свойств и состоянием фонда. На объекте отмечается опережающая обводнённость добывающих скважин, приводящая к преждевременному выводу части фонда из эксплуатации. Русловый характер залежей горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-І усиливает неоднородность системы разработки и способствует раннему прорыву нагнетаемой воды, что существенно снижает потенциал по достижению проектных значений нефтеизвлечения.

ГКЗ в протоколе ПЗ-2021 рекомендовала предусмотреть в проектном документе проведение опытно-промышленных работ, направленных на повышение КИН. Эти рекомендации были учтены при формировании ДПР-2023, в котором была предусмотрена реализация технологии ВПП на II объекте. В ходе подготовки была выполнена комплексная лабораторная программа: проведён входной контроль химического реагента, выполнено исследование его физико-химических свойств, подобрана оптимальная композиция для закачки, определена термостабильность и реологические характеристики готовых составов. В рамках фильтрационных исследований на нефтенасыщенном керне были промоделированы условия высокой обводнённости в реальных термобарических параметрах месторождения. Кроме того, были проведены исследования по нефтеизвлечению в третичном режиме при постоянных расходах и изменяющихся перепадах давлений (период октябрь 2022 г. – февраль 2023 г.). По итогам этих работ был подобран участок внедрения технологии в районе нагнетательной скважины №460 с реагирующими скважинами №258 и №259.

В ноябре 2023 года в нагнетательную скважину №460 был закачан раствор объёмом 300 м³, включающий ПАВ, полиакриламид FR-107 и ацетат хрома. Фактическая реализация технологии началась в конце 2023 года, после чего был организован регулярный мониторинг показателей добывающих скважин. На сегодняшний день отмечается положительный эффект: обводнённость продукции реагирующих скважин снижена с 91,7 % до 65 %, дополнительно добыто около 2 тыс. т нефти суммарно по двум скважинам.

Несмотря на полученный положительный результат, масштаб эффекта остаётся локальным и недостаточным для достижения ранее утверждённых значений КИН. Высокая неоднородность продуктивных пластов, опережающая обводнённость и преждевременное выбытие части добывающего фонда ограничивают потенциал повышения нефтеизвлечения. Фактический прирост добычи, полученный вследствие реализации технологии ВПП, не способен компенсировать негативное влияние геолого-физических факторов и обеспечить достижение проектных значений КИН.

С учётом результатов лабораторных и опытно-промышленных работ, характера геолого-фильтрационных условий и фактической динамики разработки установлено, что утверждённые значения КИН по II объекту являются недостижимыми. В этих условиях требуется пересмотр и снижение КИН, что позволит привести проектные показатели в соответствие с реальными возможностями объекта и обоснованно оценить уровень извлекаемых запасов.

Таблица 3.2.2 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта II на 01.01.2026г

№ пп	Параметр	Ед, изм.	Русло 2		Русло 3		Русло 4	Русло 5	Объект II
			север	юг	север	юг			
1	Начальные геологические запасы нефти В+С1	тыс.т.	1142	263	1036	892	3525	2347	9205
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С1	тыс.т.	573,8	154,4	386,4	515,4	1624,1	1431	4685
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,502	0,587	0,373	0,578	0,461	0,610	0,509
4	Текущий КИН	доли ед.	0,307	0,350	0,152	0,371	0,290	0,499	0,339
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	351,1	92,2	157,2	331,3	1021	1171,4	3124,1
6	Отбор от НИЗ	%	61,2	59,7	40,7	64,3	62,9	81,9	66,7
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	222,7	62,2	229,2	184,1	603,1	259,6	1560,9

Анализ выработки запасов нефти III объекта

Согласно утвержденным проектным решениям, III объект включает два горизонта Ю-IIIа (карбонатный пласт) и Ю-III (терригенный пласт), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами и величинами запасов нефти.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти III объекта

Наглядное распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта III представлено на рисунке 3.2.12.

Основная доля начальных извлекаемых запасов нефти промышленной категории приходится на терригенный горизонт Ю-III и составляет 92,0% (или 37,5 млн.т), на долю карбонатного горизонта Ю-IIIа приходится всего лишь 8,0% (3,4млн.т).

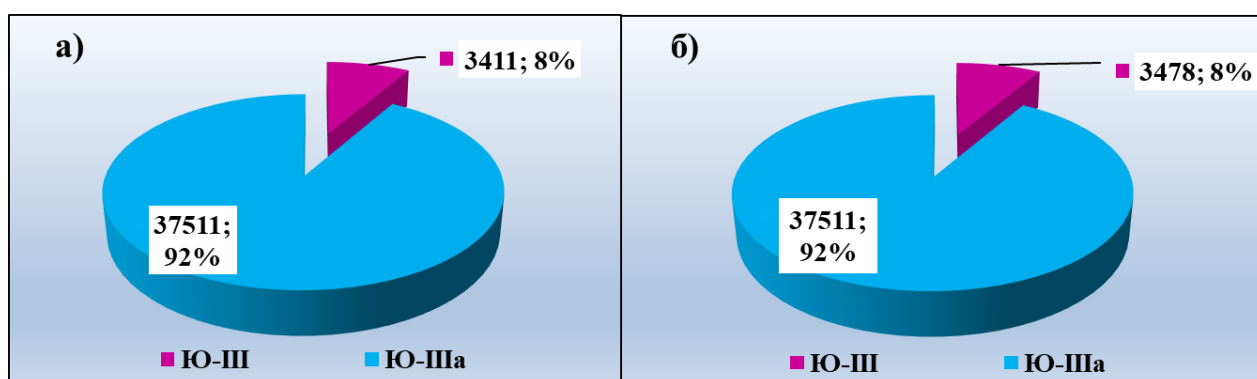


Рис. 3.2.12 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам объекта III и категориям запасов нефти. а) - Категория – В+С1. б) – Категория В+С1+С2

Оценить качество содержащихся в основном объекте запасов нефти, можно проанализировав их распределение относительно зон насыщения (рис.3.2.13).

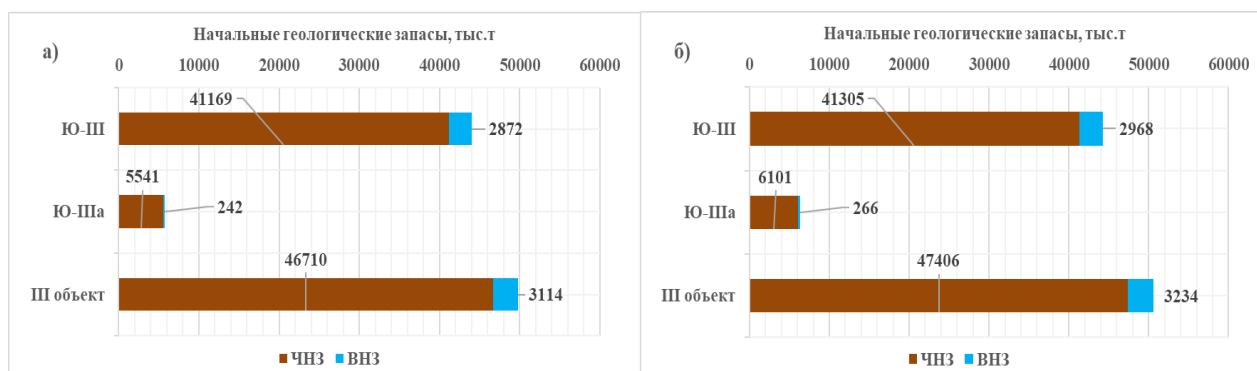


Рис. 3.2.13 – Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по объекту III относительно зон насыщения. а) - категория В+С1. б) - категория В+С1+С2

Из представленных данных можно отметить, что 93,6% запасов (В+С1+С2) III объекта приходится на нефтяную зону (ЧНЗ) и 6,4% на водонефтяную (ВНЗ). Запасы промышленных категорий распределены следующим образом: на нефтяную зону (ЧНЗ) приходится 93,7%, на водонефтяную (ВНЗ) 6,3%.

Таким образом, около 94% разведанных запасов нефти объекта III сосредоточены в терригенной части объекта (горизонт Ю-III), при этом большинство этих запасов (94%) относится к ЧНЗ.

Анализ показателей выработки III объекта

По состоянию на 01.07.2025г накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 37,6 млн.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 94,9%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 82,6%, дебит по нефти 32,3 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,779 доли ед. За весь период разработки III объекта в эксплуатации пребывало 85 добывающих скважин, удельный отбор на скважину 515 тыс.т.

Далее рассмотрим состояние выработки запасов нефти по каждому из продуктивных горизонтов Ю-IIIа и Ю-III, входящих в эксплуатационный III объект. Совместное вскрытие продуктивных горизонтов осуществлялась лишь по 15 перебивавшим в эксплуатации добывающим скважинам.

Пласт Ю-IIIт стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Залежь пластово-сводовая, экранированная разломами F1, f2, f5 и f6 и литологическим барьером. Коллектора имеют большие мощности, представлены прибрежными слабосцементированными песчаниками, песками разнотерными с примесью гравия и карбонатов.

По горизонту Ю-III для выявления интервалов обводнения проведены исследования PLT в 50 добывающих скважинах, результаты, которых показывают подъем уровня ВНК. Для наглядности на рисунках 3.2.33-3.2.34. приведены результаты PLT по скважинам №№346, 349, 350, 423, 427. На примере скважин №№346, 349, 350, по которым проведены несколько исследований PLT видно, что при обводнении скважины вода к забою поступает именно по подошвенным перфорированным пластам после выработки их запасов, без прорывов по высокопроницаемым каналам. Равномерная выработка запасов по разрезу обуславливает также высокую эффективность разработки данного горизонта, что также доказывает потенциальную возможность увеличения проектного КИН за счет большего коэффициента заводнения.

Пласт Ю-IIIа стратиграфически приурочен к среднекумкольской подсвите верхней юры. Горизонт представляет собой единую залежь, пластово-сводовую, экранированную сбросами F1, f2, f3, f5 и f6. Коллектора представлены переслаиванием известняков, карбонатных песчаников и тонких песчаных линз, нефтенасыщенных, имеющих ограниченное распространение.

По горизонту Ю-IIIа в целях ГИС контроля проведены исследования PLT в 5 добывающих скважинах, результаты, которых также, как и по горизонту Ю-III показывают,

что в разрезе добывающих скважин обводняются в первую очередь нижние интервалы перфорации (рис.3.2.14).

Основные показатели, характеризующие состояние выработки объекта III представлены в таблице 3.2.16.

Таблица 3.2.3 - Основные показатели выработки запасов нефти объекта III на 01.01.2026г

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Объект III
1	Начальные геологические запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	49799
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С ₁	тыс.т.	40901
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,821
4	Текущий КИН	доли ед.	0,779
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т	38806
6	Отбор от НИЗ	%	94,9
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т	2095,0

Анализ выработки запасов нефти IV объекта

Нерусловые отложения горизонтов Ю-0-16, Ю-0-2 и Ю-I характеризуются низкими физико-емкостными свойствами коллекторов и неэффективностью целенаправленного бурения новых скважин, в связи с чем горизонты выделены как отдельный IV возвратный объект, который будет вырабатываться фондом возвратных скважин с III объекта и V объектов. Всего на объект приходится 8,8% от геологических и 2,3% от извлекаемых запасов месторождения.

Анализ структуры и оценка качества запасов нефти IV объекта

Распределение начальных извлекаемых запасов нефти IV объекта по горизонтам и категориям запасов наглядно представлено на рисунке 3.2.17 относительно зон насыщения на рисунке 3.2.18.

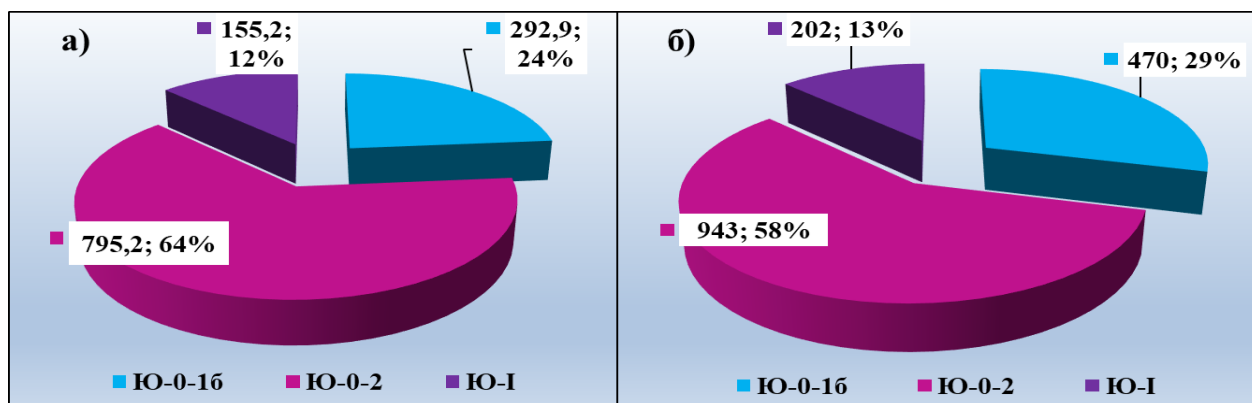


Рис. 3.2.17 – Распределение начальных извлекаемых запасов нефти по горизонтам возвратного объекта и категориям запасов нефти. а) - Категория – В+С₁, б) – Категория В+С₁+С₂

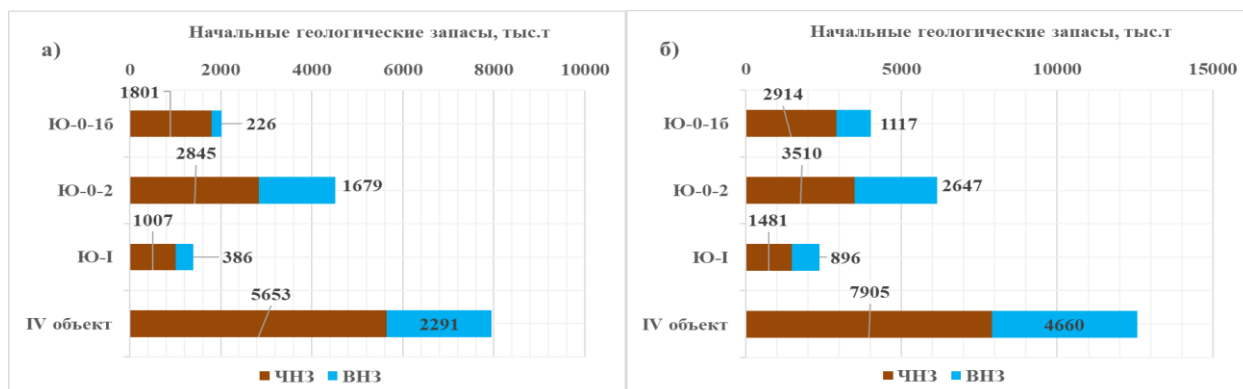


Рис. 3.2.18 – Распределение геологических запасов нефти по пластам и в целом по возвратному объекту относительно зон насыщения, а) - категория B+C₁, б) - категория B+C₁+C₂

Основная доля промышленных извлекаемых запасов категории B+C₁ сосредоточены в отложениях горизонта Ю-0-2 и составляют 61% (или 886,6 тыс.т), на долю горизонта Ю-0-16 приходится 29,6% (или 427,4 тыс.т) и доля горизонта Ю-I - 9% (130,8 тыс.т).

Анализ показателей выработки возвратного объекта (нерусла)

Основные показатели, характеризующие состояние выработки нерусловых отложений возвратного объекта на 01.07.2025г представлены в таблице 3.2.4.

На дату отчета накопленная добыча нефти в целом по объекту составила 891,2 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 61,7%, при этом обводненность добываемой продукции находится на уровне 73,5%, дебит по нефти 11,2 т/сут. Значение текущего КИН составляет 0,112 доли ед., при утвержденном значении 0,157 доли ед. На отчетную дату остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 553,6 тыс.т.

По горизонту Ю-0-16 геологические запасы нефти составляют 2783,0 тыс.т, извлекаемые – 427,4 тыс.т. На дату отчета в целом по горизонту накопленная добыча нефти составляет 147,9 тыс.т нефти, из них 51% нефти отобрано по Северному своду горизонта: отбор от НИЗ по Северному своду – 25,9%, по Южному своду – 53%.

Горизонт Ю-0-16 разрабатывается с 2011г путем перевода из III объекта скважины №29 на Северный свод. Южный свод разрабатывается с 2013г скважиной №286, введенной из бурения. Всего по горизонту в эксплуатации находились 14 скважин (5 скважины на Северном свode, 9 ед. на Южном свode).

По горизонту Ю-0-2 геологические запасы нефти составляют 5018 тыс.т, извлекаемые – 886 тыс.т, из них около 72% приходится на Северный свод горизонта.

На дату отчета в целом по горизонту отобрано 648,7 тыс.т нефти, из них 74,8% нефти добыто по Северному своду горизонта, отбор от НИЗ по Северному своду – 74,5%, по Южному своду – 69,5%.

По горизонту Ю-I геологические запасы нефти составляют 1393 тыс.т, извлекаемые – 130,8 тыс.т. На дату отчета в целом по горизонту отобрано 94,5 тыс.т нефти.

Таблица 3.2.4 - Основные показатели выработки запасов нефти IV объекта на 01.07.2025г

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Северный свод			Южный свод			IV Объект
			Ю-0-16	Ю-0-2	Ю-I	Ю-0-16	Ю-0-2	Ю-I	
1	Начальные геологические запасы нефти B+C ₁	тыс.т.	1468	3307	1114	1315	1711	279	9193,9
2	Начальные извлекаемые запасы нефти B+C ₁	тыс.т.	290	656,3	108,2	137,4	230,3	22,6	1444,8
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,198	0,198	0,097	0,104	0,135	0,081	0,157
4	Текущий КИН	доли ед.	0,076	0,124	0,03	0,042	0,076	0,006	0,097
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	75,1	489	92,7	72,8	160,1	1,8	891,2
6	Отбор от НИЗ	%	25,9	74,5	85,7	53,0	69,5	8,0	61,7
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	214,9	167,6	15,5	64,6	70,2	20,8	553,6

Анализ выработки запасов нефти V объекта (горизонт Ю-II)

Согласно действующему проектному документу горизонт выделен как V возвратный объект, который должен разрабатываться переводом добывающих скважин с III и I объектов. На дату отчета доля геологических и извлекаемых запасов объекта от всех запасов месторождения составляют 3,3 и 2,4% соответственно. Запасы неперомышленной категории отсутствуют.

Анализ показателей выработки V объекта (горизонт Ю-II)

Нефтяные залежи горизонта Ю-II выделены только в южной части структуры. По типу природного резервуара залежь пластово-сводовая. Коллектора сложены, в основном, мелко-среднезернистыми кварцево-полевошпатовыми песчаниками на глинистом цементе и мелкозернистыми песками. Тип коллекторов поровый. Начальный ВНК принят на отметке -1667,1м. Определить текущее положение ВНК проблематично, т.к. горизонт Ю-II характеризуется высокой неоднородностью, однако по проведенным ГИС в открытом стволе в новых скважинах отмечается обводнение нижних толщин, что также подтверждается PLT исследованиями в 6 добывающих скважинах, по результатам которых наблюдается обводнение нижних интервалов перфорации. Для примера на рисунке 3.2.19 приведены результаты исследований PLT по скважинам №№248. Текущий уровень отбит по скважине №426 на глубине -1664,3 м, что на 2,8м выше начального.

На 01.07.2025г всего по объекту отобрано 1242 тыс.т нефти, при отборе от НИЗ 99,3%. Значение текущего КИН достиг 0,411 доли ед., при утвержденном 0,413 доли ед.

Остаточные извлекаемые запасы составляют 8,8 тыс.т нефти (таблица 3.2.5).

Таблица 3.2.5 - Основные показатели выработки запасов нефти V объекта (горизонт Ю-П) на 01.07.2025г

№ пп	Параметр	Ед. изм.	V объект
			(Ю-П)
1	Начальные геологические запасы нефти В+С1	тыс.т.	3025
2	Начальные извлекаемые запасы нефти В+С1	тыс.т.	1250,8
3	Утвержденный КИН	доли ед.	0,413
4	Текущий КИН	доли ед.	0,411
5	Накопленная добыча нефти	тыс.т.	1242
6	Отбор от НИЗ	%	99,3
7	Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс.т.	8,8

Анализ эффективности разработки методом сравнения характеристик вытеснения

Для определения прогнозных вовлекаемых запасов нефти в процессе разработки построены характеристики вытеснения по методам Сазонова Б.Ф, Камбарова Г.С., Максимова М.И., методом зависимости накопленной добычи от $\ln(\text{ВНФ})$, зависимости удельной добычи от накопленной, Blasingame. Данные методики предполагают определение вовлеченных запасов нефти к конечной стадии разработки с учетом сложившейся системы разработки при текущем фонде добывающих скважин. Построенные характеристики вытеснения по эксплуатационным объектам дифференцированно вышеуказанными способами приведены на рисунках 3.2.20-3.2.24.

Определив вовлеченные в разработку запасы и зная рекомендуемые геологические запасы нефти, рассчитан ожидаемый при существующей технологии разработки потенциальный КИН. Потенциальный КИН рассчитан как отношение осредненного результата значений, полученных по разным методикам, с учетом режима работы залежи и сложившейся системы разработки на предлагаемые геологические запасы. Результаты значений приведены в таблице 3.2.6.

I объект

Результаты анализа текущего состояния выработанности продуктивных горизонтов М-П-1 и М-П-2 и оценки вовлекаемых запасов объекта по шести методикам показывает, что достижение уровня утвержденных значений извлекаемых запасов объекта при продолжении реализуемой системы разработки будет возможна. Максимальное значение вовлекаемых запасов получено по методике Камбарова Г.С. (5778 тыс.т). Вовлеченные запасы по объекту приняты как осредненные значения по всем методикам и составляют 5316 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,263 доли ед. при утвержденном

значении 0,254 доли ед.

II объект

При сложившимся тенденции разработки объекта с учетом текущей выработанности достижение утвержденного значения КИН без применения дополнительных мероприятий будет проблематична. Дальнейшая перспектива разработки русловых отложений связано с доизвлечением остаточных запасов нефти и доизучением русла 6 горизонта Ю-I. Вовлеченные запасы определены по шести методикам составляют 3599 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,391 доли ед. при утвержденном значении 0,509 доли ед.

III объект

Вовлеченные запасы определены по шести методикам составили 41384 тыс.т., при утвержденных 40901 тыс.т. Вовлеченные запасы по объекту приняты как осредненные значения по всем методикам. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,831 доли ед. при утвержденном значении 0,821 доли ед.

IV объект

При сохранении текущей тенденции в отборе нефти объекта ожидается получение низких значений накопленного отбора. Для достижения утвержденного значения КИН необходимо увеличить фонд добывающих скважин путем перевода с нижележащих объектов добывающих скважин. Вовлеченные запасы определены по шести методикам и составляют 1541 тыс.т. Потенциальный КИН по объекту составляет 0,168 доли ед. при утвержденном значении 0,157 доли ед.

V объект

По V объекту расчеты вовлеченных в разработку запасов проведены по семи методикам, как показали результаты анализа максимальные значения вовлеченных запасов получены по методике Максимова М.И. – 1685 тыс.т. Вовлекаемые запасы составляют 1454 тыс.т, при утвержденных извлекаемых запасах (1250,8 тыс.т.). Учитывая все полученные значения, потенциальный КИН составляет 0,481 доли ед. при утвержденном значении – 0,414 доли ед.

Таблица 3.2.6 – Сопоставление утвержденных и вовлеченных запасов, определенных характеристиками вытеснения

Объект	Утвержденные запасы		Текущее состояние			Рассчитанные вовлеченные запасы, тыс.т							Утв. КИН, доли ед.	Текущий КИН, доли ед.	Потенциальный КИН, доли ед.
	НГЗ, тыс.т	НИЗ, тыс.т	Накопленная добыча нефти, тыс.т	ОИЗ нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	Зависимость накопленной добычи от Ln(BHФ)	Зависимость удельной добычи от накопленной	Методика Максимова М.И.	Методика Сазонова Б.Ф.	Методика Камбарова Г.С.	Blasingame	Осредненные значения			
I	20189	5136	4666,7	469,3	90,9	5444	5031	5250	5333	5778	5057	5316	0,254	0,231	0,263
II	9205	4684,8	3124,1	1560,7	66,7	3684	3440	3483	3712	3686	3686	3615	0,509	0,339	0,393
III	49799	40901	38806	2095	94,9	41570	41303	41252	40795	42787	40597	41384	0,821	0,779	0,831
IV	9194	1444,8	891,2	553,6	61,7	1497	1122	1946	2186	1260	1237	1541	0,157	0,097	0,168
V	3025	1251	1242	9	99,3	1474	1343	1685	1314	1560	1348	1454	0,414	0,411	0,481
ИТОГО	91695	53476,6	48730,1	4746,5	91,1							53310	0,583	0,531	0,581

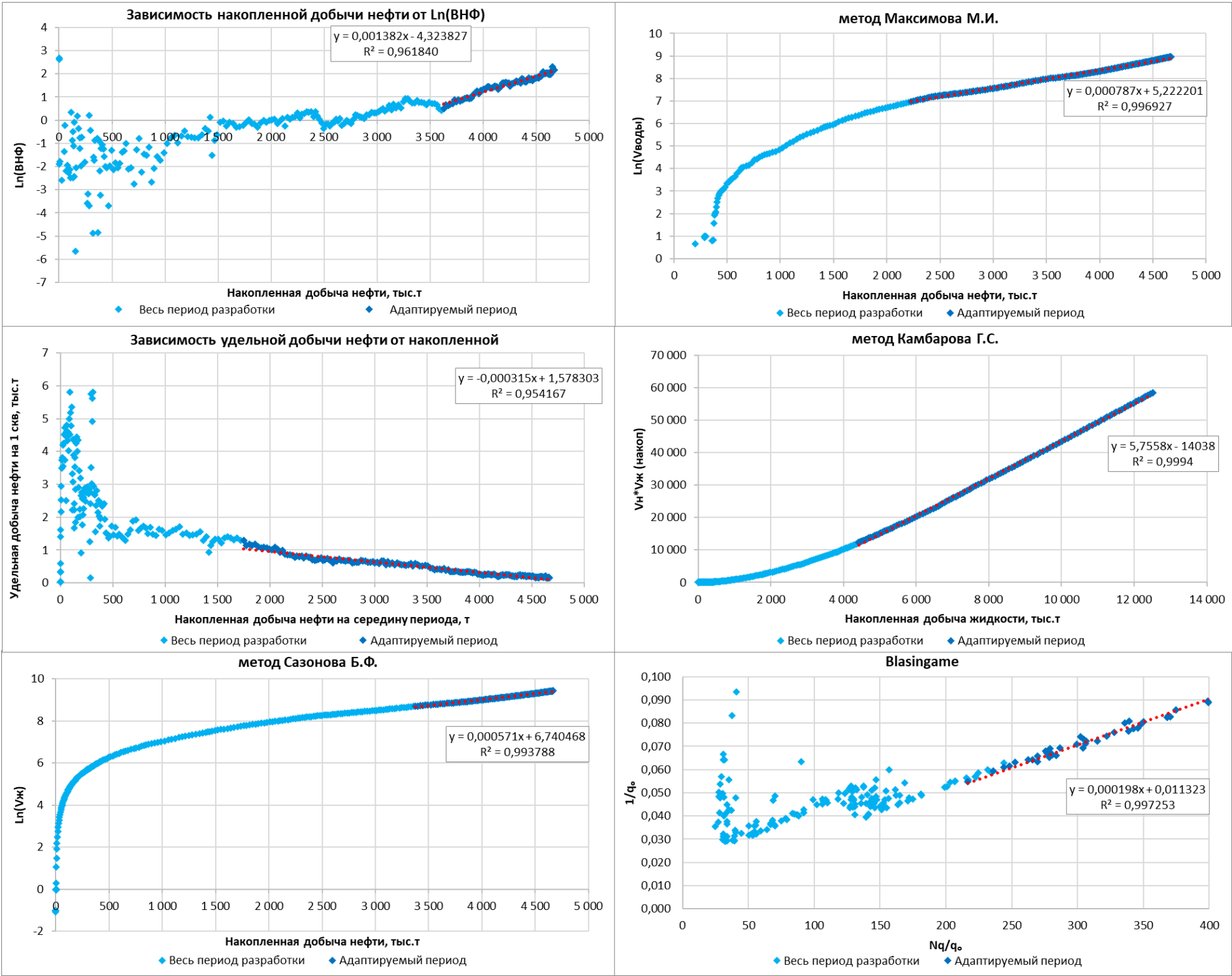


Рис. 3.2.20 – Характеристика вытеснения по I объекту

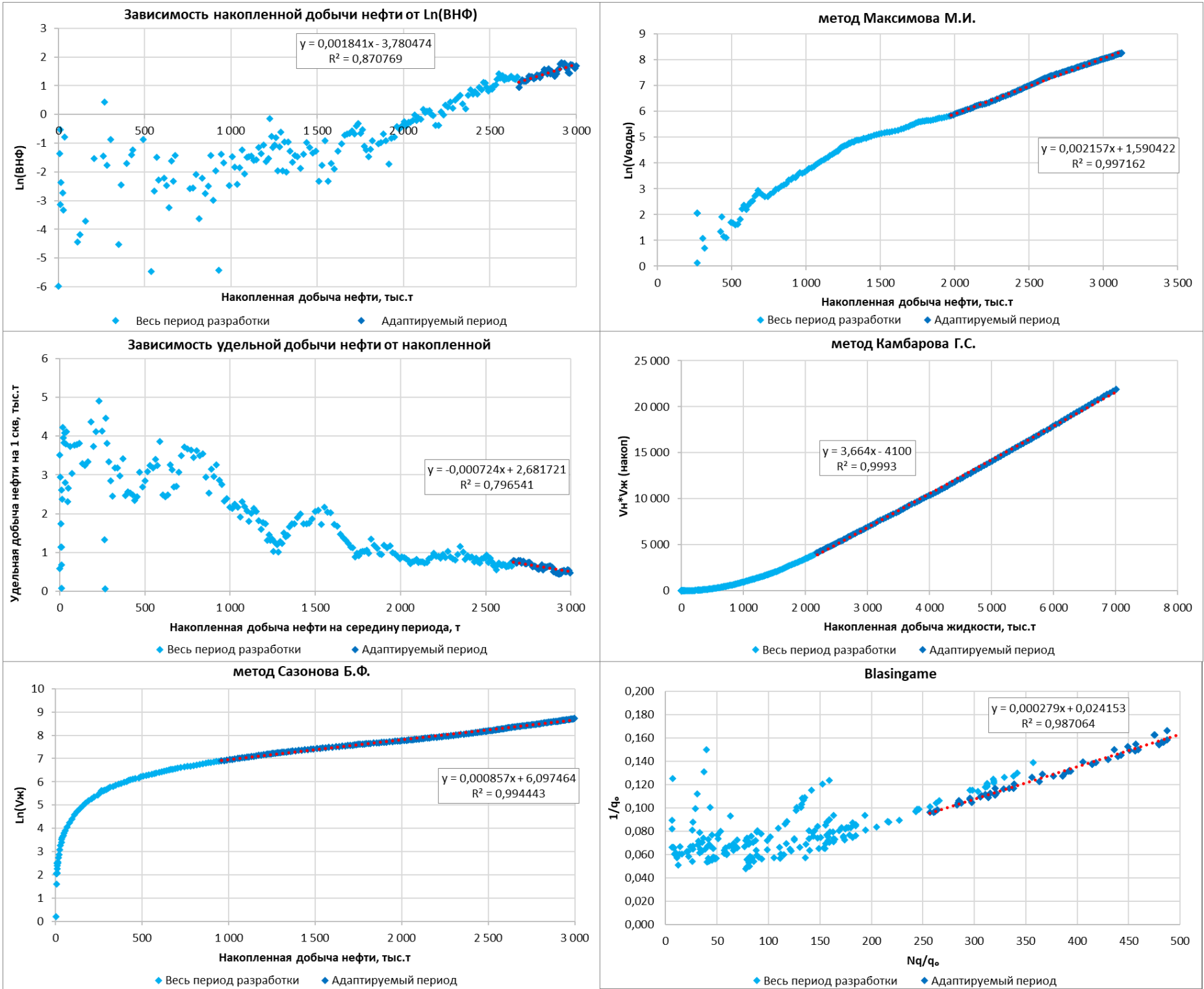


Рис. 3.2.21- Характеристика вытеснения по II объекту

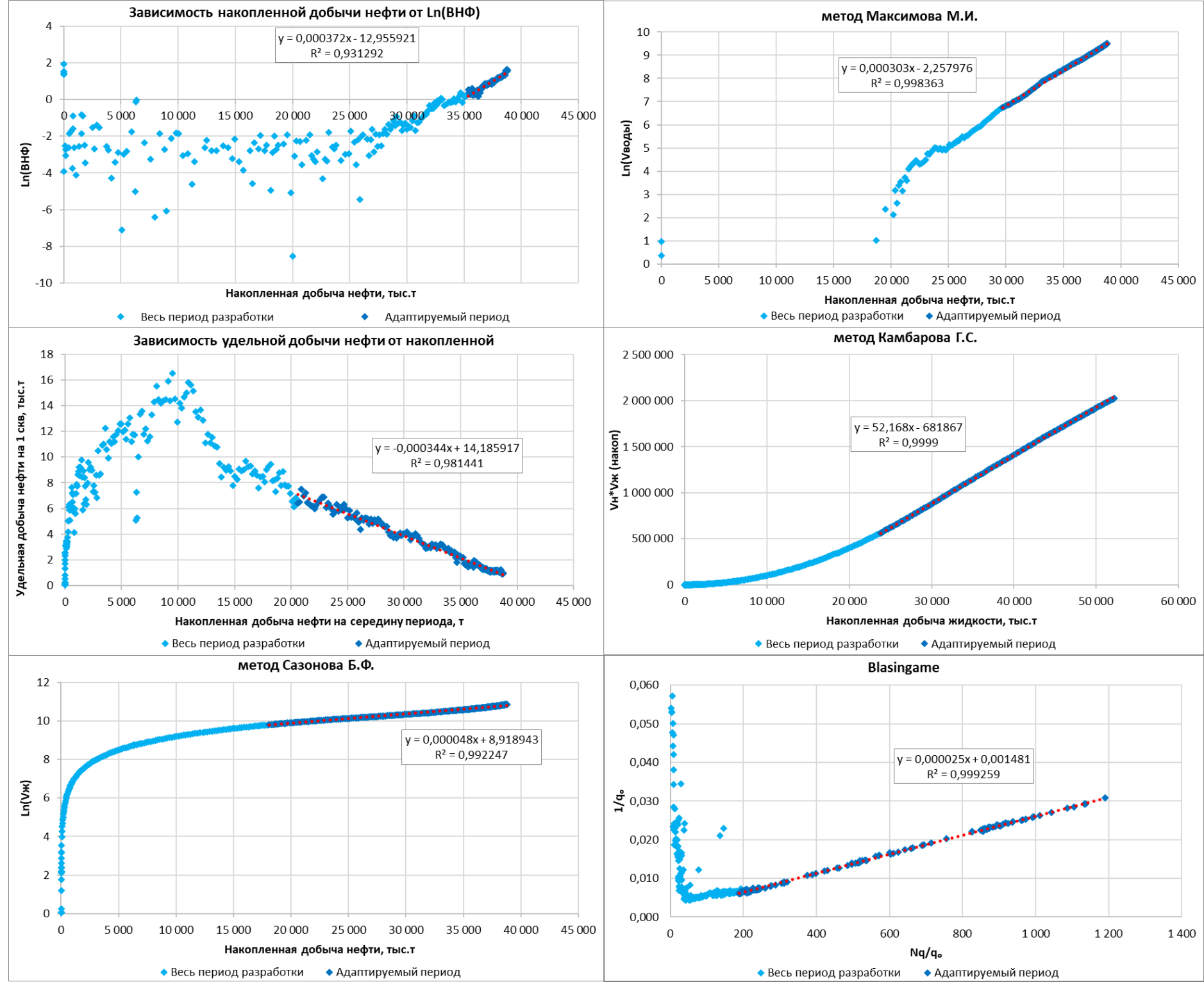


Рис. 3.2.22 - Характеристика вытеснения по III объекту

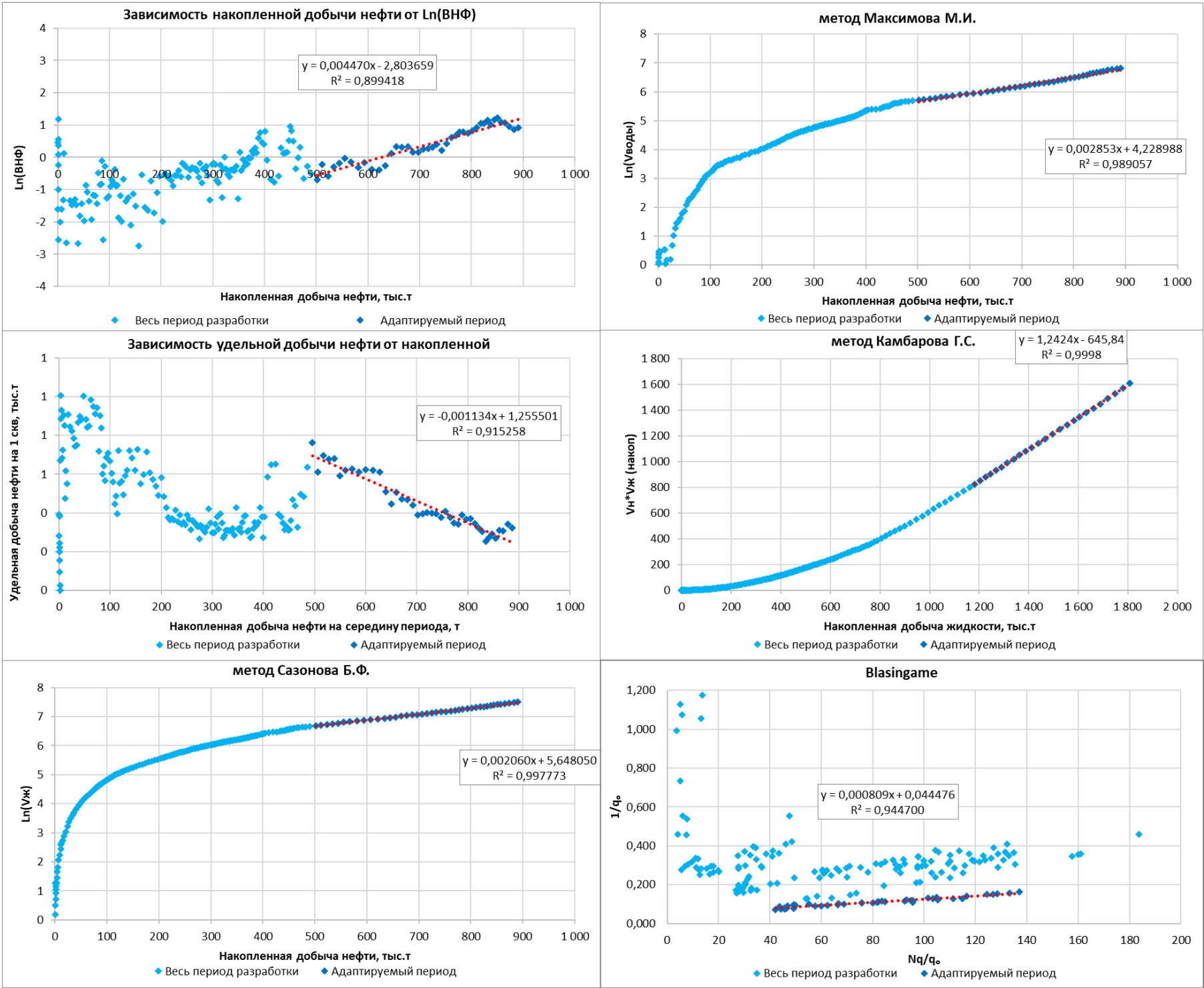


Рис. 3.2.23 - Характеристика вытеснения по IV объекту

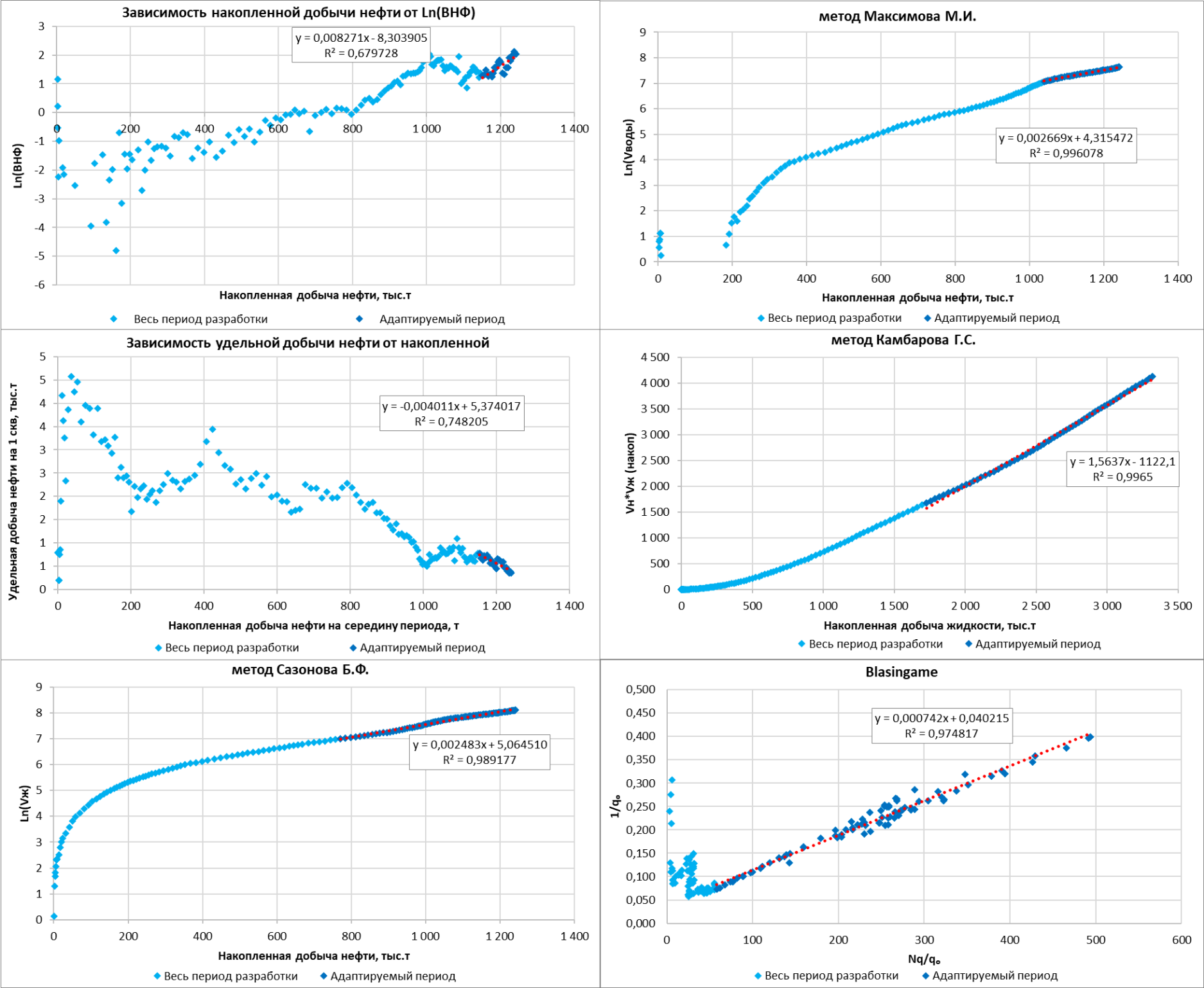


Рис. 3.2.24 - Характеристика вытеснения по V объекту

3.5 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.5.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» 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 Акшабулак Центральный установлена промышленная нефтегазоносность нижненеокомских (М-II-1, М-II-2), верхнеюрских (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, Ю-III), среднеюрских (Ю-IV) и протерозойской-палеозойских (фундамент) отложений.

В «ПЗ-2021г» продуктивные горизонты были выделены в 3 основных и 4 возвратных объектов разработки:

- I эксплуатационный объект – горизонты М-II-1, М-II-2;
- II эксплуатационный объект – русловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- III эксплуатационный объект – горизонты Ю-IIIа и Ю-III;
- IV эксплуатационный объект (возвратный) – нерусловые отложения горизонтов Ю-0-1Б, Ю-0-2, Ю-I;
- V эксплуатационный объект (возвратный) – горизонт Ю-II;
- VI объект (возвратный) – горизонт Ю-IV;
- VII объект (возвратный) – палеозойское отложение Pz (фундамент).

Условия геологического строения залежей, когда запасы нефти рассредоточены по всей площади месторождения и многопластовое строение продуктивного разреза определяют подходы к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики с учетом распространенности залежей по площади и разрезу, а также технических и технологических возможностей разработки. В рамках данной работы выделение объектов не претерпело изменений. Решающими факторами, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект, явились такие, как значительный срок совместной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры		I объект				II объект						III объект			IV объект										V объект	VI объект	VII объект
		М-II-1		М-II-2	I объект	Ю-0-1б		Ю-0-2		Ю-1	II объект	Ю-IIIа	Ю-III	III объект	Ю-0-1а		Ю-0-1б		Ю-0-2		Ю-1		IV объект	Ю-II	Ю-IV	Pz	
						Север	Юг	Север	Юг	Север					Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг	Север	Юг					
Средняя глубина залегания, м		-1527,8	-1522,7	-1545,5	-1532	-1604,8	-1599,3	-1628,4	-1603,1	-1644,1	-1616	-1776,3	-1776,3	-1776,3	-1589,8	-1574,4	-1604,8	-1599,3	-1628,4	-1603,1	-1644,1	-1635,7	-1610	-1669	-1804	-1828,3	
Тип залежи		пластово-сводовые, тектонически -литологически экранированные																									
Тип коллектора		терригенные, терригенно-карбонатные																									
Площадь нефтегазоносности, тыс. м² (В+С1)		20529	19363	8739	39892	918	2515	1133	766	1458	6790	24985	40396	40396			7100	7829	8675	7175	3334	1740	35853	8881	615,6	549	
Средняя эффек.общая толщина коллектора, м		10,6	16	3,5	10	10,2	18,6	10,5	21,2	23,2	16,7	3,3	11	7,2	2,1	2	3,3	2,7	5,5	4,5	3,3	3	3,3	7,2	7	9,8	
Средняя нефтенасыщенная толщ. кол., м		7	6	2,9	5,3	9,6	15	6,9	15,7	12,5	12	3,25	6,8	5	1,1	2	2,8	2,2	3,9	2,8	3	2,8	2,6	3,5	3	16	
Пористость по ГИС, д.ед		0,18	0,17	0,17	0,18	0,26	0,27	0,26	0,25	0,26	0,26	0,15	0,26	0,23	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25	0,22	0,24	0,25	0,18	0,11	
Средняя насыщенность нефтью (газом), доли ед.		0,50	0,49	0,53	0,50	0,55	0,55	0,49	0,50	0,55	0,54	0,61	0,84	0,80	0,48	0,52	0,48	0,49	0,50	0,49	0,51	0,48	0,49	0,54	0,56	0,60	
Проницаемость, *10 ⁻³ мкм2 (доб/нагн)		363,7	81		222,9						177,9			3890,8									11,5	300,3	-	-	
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,5	0,4	0,9	0,6	0,3	0,8	0,5	0,9	0,7	0,6	0,9	1	0,9	0,6	0,8	0,5	0,6	0,5	0,4	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,8	
Коэффициент расчлененности, доли ед.		7	9	2	6	3	4	4	2	8	4	5	2	4	2	2	3	2	5	4	3	2	3	3	3	8	
Начальная пластовая температура, °С		71,2	70,7	71,2	70,9	71,8	72	72,9	72	72,9	72,3	79	79	79	71,8	72	71,8	72	72,9	72	72,9	72	72,1	78	-	-	
Начальное пластовое давление, МПа		16,8	16,6	16,8	16,7	17,6	17,7	17,9	17,5	17,9	17,7	19,3	19,3	19,3	17,6	17,5	17,6	17,5	17,9	17,5	17,9	17,5	17,6	18,2	-	-	
Средняя продуктивность, т/(сут·МПа)		45,12	27,55	-	38,4	-	-	-	-	-	97,5	-		1445,4								6,2	134,4	-	-		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с		2,2	1,26	-	1,73	1,84	0,86	-	-	-	1,35	-	0,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,73	-	-		
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³		789,9	757	-	773,4	767,8	725,3	-	-	-	746,6	-	690,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	693,8	-	-		
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³		830,4	829,7	-	830,1	-	-	-	-	-		-	824,4	-	-	-	835,9	821,8	835,2	826,2	831	818	828	823,4	-	-	
Объемный коэффициент нефти, доли ед.		1,083	1,157	-	1,12	1,145	1,251	-	-	-	1,198	-	1,371	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,334	-	-		
Содержание серы в нефти, %		0,2	0,1	-	0,15	-	-	-	-	-		-	0,1	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1	-	-	
Содержание парафина в нефти, %		10,2	6,5	-	8,35	-	-	-	-	-		-	9,6	-	-	-	7,8	4,4	9,2	9,3	13,7	9,8	9	5	-	-	
Давление насыщения нефти газом, МПа		4,3	5,6	-	4,95	7,4	10,1	-	-	-	8,75	-	14,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,6	-	-		
Газосодержание нефти, м³/т		27,5	57	-	42,25	53,8	96,7	-	-	-	75,25	-	146,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	124,7	-	-		
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см³		1,049	*1,049	1,04	1,045	1,053	*1,053	1,055	*1,055	1,052	1,053	1,063	*1,063	1,063	*1,053	-	*1,053	-	*1,055	-	*1,052	-	1,053	1,053	-	1,076	
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	В+С1	10125	8270	1824	20219	1142	3788	1036	892	2347	9205	5783	44041	49824			1468	1315	3307	1711	1114	279	7944	3025	110	173	
	C2	424	-	-	424	220	156	-	-	-	376	584	232	816	102	103	957	291	886	254	975	9	5031		11	79	
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (Гос. Баланс)	В+С1	2508	2022	614	5143	574	1779	386	515	1431	4685	3411	37511	40922			290	137,4	656	230	108	23	1219	1251	38	21	
	C2	52	-	-	52	55	70	-	-	-	125	172	99	271	10	17	95	15	87	15	46	0	407		2	5	
Начальные балансовые запасы растворенного газа, млн.м³ (Гос. Баланс)	В+С1	279	471	50	800	62	366	56	86	126	696	848	6457	7305			60,3	127,1	178	166	60	27	558	377	17	26	
	C2	12	-	-	12	12	15	-	-	-	27	85	33	118	6	10	51,5	28,1	48	25	53	1	313		2	12	
Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м³ (Гос. Баланс)	В+С1	124	100	30	255	47	145	31	42	116	381	563	6192	6755			21,7	13,4	64	22	11	2	118	132	6	3	
	C2	3	-	-	3	5	6	-	-	-	10	28	23	51	1	2	9,2	1,4	9	1	5	0	38		0	1	

3.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В рамках настоящего отчета для дальнейшего регулирования разработки месторождения были рассмотрены **2 варианта разработки**, которые различаются между собой количеством проводимых геолого-технических мероприятий и вводом из бурения новых добывающих скважин.

Варианты разработки в целом по месторождению составлены путем комбинирования вариантов разработки эксплуатационных объектов (т. 3.5.2).

Первый вариант - базовый, предусматривающий дальнейшую разработку эксплуатационных объектов при действующей на сегодняшний день системе разработки. В соответствии с данным вариантом предполагается продолжение разработки месторождения в рамках ранее утверждённого проектного документа.

Второй вариант (рекомендуемый)

В целях достижения максимальных значений коэффициента извлечения нефти был рассчитан 2 вариант, в котором предусмотрены нижеследующие мероприятия:

- Ввод из бурения 3 добывающих скважин;
- Переводы между объектами – 24 ед., в т.ч 16 с проведением ГРП;
- Переводы между объектами с углублением скважин – 2 ед;
- Зарезка бокового гор. ствола – 1 ед;
- Зарезка бокового ствола – 1 ед;
- Реализация технологии ОРЭ – 23 ед.;
- Ремонтно-изоляционные работы – 9 ед;
- Ввод из наблюдательного фонда – 6 ед;
- Ввод из консервации под добычу – 1 ед;
- Ввод из консервации под закачку – 1 ед;
- Перевод скважин под закачку – 4 ед.;
- Установка компоновки ОРЗ – 4 скв.

В таблице 3.5.2 представлена адресная программа ГТМ и бурения по вариантам разработки, в графических приложениях №№46-52 представлены карты пробуренных и проектных скважин месторождений по всем рассматриваемым вариантам.

Таблица 3.5.2 – Адресная программа геолого-технических мероприятий вариантов разработки

№№	Вид мероприятия	№скв.	Целевой объект	Год	1 вариант	2 вариант
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод из консервации под закачку	353	I	2027		+
2	ПВЛГ	445	I	2027	+	+
3	ОРЭ	442	I	2028		+
4	ОРЭ	474	I	2028		+
5	ОРЭ	216	I	2028		+
6	ОРЭ	248	I	2028		+
7	ПВЛГ	282	I	2029		+
8	ПВЛГ	230	I	2031	+	+
9	ОРЭ (ОПИ)	363	II	2026		+
10	ПВЛГ	479	II	2026		+
11	Установка компоновки ОРЗ	476	II	2026		+
12	Бурение добывающей скважины	523	II	2027		+
13	ОРЭ (ОПИ)	261	II	2027		+
14	Перевод под закачку	355	II	2028		+
15	Установка компоновки ОРЗ	250	II	2028		+
16	ОРЭ	447	II	2029		+
17	ПВЛГ	451	II	2029		+
18	ПВЛГ	350	II	2029	+	+
19	Перевод под закачку	202	II	2029		+
20	ОРЭ	428	II	2030		+
21	ПВЛГ	283	II	2030		+
22	ВНФ	444	III	2026		+
23	ОРЭ (ОПИ)	478	III	2027		+
24	ПВЛГ	461	III	2027		+
25	ПВЛГ	472	III	2027		+
26	ПВЛГ	421	III	2027		+
27	ОРЭ	284	III	2029		+
28	ОРЭ	298	III	2029		+
29	ОРЭ	479	III	2029		+
30	Перевод под закачку	500	III	2029		+
31	Перевод под закачку	501	III	2029		+
32	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2029	+	+
33	ОРЭ	482	III	2030		+
34	ОРЭ	349	III	2030		+
35	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2030	+	+
36	Ремонтно-изоляционные работы	3 ед.	III	2031	+	+
37	Бурение добывающей скважины	497	IV	2026	+	+
38	ВНФ	351	IV	2026		+
39	ВНФ	507	IV	2026		+
40	ВНФ	439	IV	2026		+
41	ВНФ	502	IV	2026		+
42	ВНФ	441	IV	2026		+

Продолжение таблицы 3.5.2

1	2	3	4	5	6	7
43	ПВЛГ	203	IV	2026		+
44	ПВЛГ	470	IV	2026		+
45	ПВЛГ с ГРП	296	IV	2026		+
46	Бурение добывающей скважины	518	IV	2027		+
47	Зарезка бокового горизонтального ствола	251	IV	2027		+
48	Установка компоновки ОРЗ	510	IV	2027		+
49	ОРЭ	295	IV	2028		+
50	ОРЭ	346	IV	2028		+
51	ПВЛГ с углублением скважины	236	IV	2028	+	+
52	ПВЛГ с углублением скважины	222	IV	2028	+	+
53	ОРЭ	498	IV	2029		+
54	ОРЭ	488	IV	2029		+
55	ОРЭ	291	IV	2029		+
56	ПВЛГ с ГРП	462	IV	2029		+
57	ОРЭ	358	IV	2030		+
58	ОРЭ	205	IV	2030		+
59	ОРЭ	436	IV	2030		+
60	ОРЭ	316	IV	2030		+
61	ПВЛГ с ГРП	258	IV	2030		+
62	ПВЛГ с ГРП	345	IV	2030		+
63	ПВЛГ с ГРП	227	IV	2031		+
64	ПВЛГ с ГРП	287	IV	2032		+
65	ПВЛГ с ГРП	297	IV	2032		+
66	ПВЛГ с ГРП	285	IV	2032		+
67	Установка компоновки ОРЗ	515	V	2026		+
68	ПВЛГ	343	V	2029	+	+
69	ПВЛГ	22	V	2029		+
70	ПВЛГ	12	VI	2029	+	+
71	ПВЛГ	257	VI	2030	+	+
72	Ввод из консервации	18	VII	2029	+	+
73	Зарезка бокового ствола	288	VII	2030		+

3.5.3 Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

В соответствии с проектными решениями разработка основных объектов осуществляется с поддержанием пластового давления. Для закачки используются попутно-пластовая вода подтоварная вода и вода из водозаборных скважин.

При дальнейшей разработке изменений по источникам водоснабжения системы ППД не предусматривается, т.е. основными источниками воды для системы ППД месторождения будет являться вода из водозаборных скважин и подтоварная вода. Подробные характеристики состава вод и требования к системе ППД приводятся в разделе 6.5.

3.5.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики прогнозирования технологических показателей разработки зависит от стадии освоения и степени изученности месторождения, принятой геолого-физической модели, режимов эксплуатации залежей и возможных вариантов разработки, а также накопленного опыта разработки аналогичных месторождений.

При составлении настоящего отчета использована слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики, базирующейся на прямых промысловых измерениях эксплуатации скважин, а именно на их коэффициентах продуктивности, дебитах нефти и жидкости, накопленных отборах нефти и жидкости, текущих и накопленных величинах закачки вытесняющего агента, забойных и пластовых давлениях основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t -го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_n^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_n^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t - текущий амплитудный дебит на середину t -го года, тыс.т/год;

Q_u^t - введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ - суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{cp} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сэ}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин, сут.;

η_{cp} - средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных), т/(сут×МПа);

n - общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

$P_{сн}$ - забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{сэ}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

φ - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 - коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_u = Q_6 \cdot \text{КИН}$$

где

Q_6 - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

Коэффициент K_1 называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^1},$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

где

S - площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot A$$

где

$K_{3н}$ - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

$K_{3к}$ - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3н} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} \quad K_{3к} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} \quad A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}$$

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \cdot b_H$$

$$\mu_* = \frac{\mu_H}{\mu_B} \cdot K_2^{1.5}$$

где

ρ_B, ρ_H - плотности воды и нефти;

b_H - объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{3он}^2 + 1}{\frac{V_{3он}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1$$

M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n_* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}}$$

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fi}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fi}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

Q_{Fi}^t – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi} = Q_i \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3н} + (K_{3к} - K_{3н}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t \cdot \rho_* + (q_F^t - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

Для расчета дебита нефти проектных добывающих скважин в рамках настоящего отчета 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:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + S}$$

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 по объектам взяты по результатам ГДИС, значения скин-фактора по объектам – как среднее значение при условиях несовершенных по степени вскрытия скважин. Физико-химические свойства нефти взяты по результатам лабораторных исследований поверхностных и пластовых проб нефти (подробнее см. раздел 2.3). Оптимальная депрессия для проектных скважин рассчитана по результатам проведения ГДИС и на основе фактических показателей эксплуатации уже пробуренных добывающих скважин.

3.5.5 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.

Определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнено на 48 образцах керна меловых и юрских отложений. Ниже в таблице 3.4.3 представлено характеристика вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам.

Следует отметить, что на дату отчета текущий КИН по горизонту Ю-III уже составляет 0,754 доли ед., т.е. фактически уже на сегодня текущий КИН превышает значение коэффициента вытеснения, равного 0,630 доли ед. В связи с этим учитывая недостоверность значения коэффициента вытеснения при расчете технологического КИН коэффициент вытеснения принят на уровне 0,850 д.ед.

С целью устранения данного противоречия недропользователю рекомендуется проведение дополнительных специальных исследований по определению коэффициента вытеснения на образцах керна горизонта Ю-III.

Таблица 3.4.3 Характеристики вытеснения нефти водой по продуктивным горизонтам

Наименование горизонтов	Количество определений	Среднее значение	Интервал изменения
М-II	71	0,589	0,45-0,787
Ю-0	5	0,653	0,55-0,746
Ю-I	2	0,665	0,647-0,682
Ю-II	3	0,826	0,81-0,826
Ю-III	21	0,63	0,50-0,85

Обоснование количества резервных скважин

В рамках настоящего проекта по всем рассматриваемым вариантам предусматривается фонд резервных скважин с целью вовлечения в разработку отдельных участков продуктивной залежи. Резервные скважины размещаются на площади объекта в процессе разбуривания по мере детализации строения пласта для достижения проектного коэффициента извлечения нефти.

Количество скважин резервного фонда рекомендуется принять в объеме 10% от общего пробуренного фонда пробуренных скважин. Таким образом, при общем фонде пробуренных скважин месторождения 209 ед., количество резервных скважин принято в количестве 20 ед., включающие добывающие и нагнетательные скважины. Номера для скважин резервного фонда следующие: №№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539.

Необходимость бурения и местоположение резервных скважин будет определяться по результатам бурения проектных скважин основного фонда по всем эксплуатационным объектам. Ввиду небольших различий по глубине объектов, конструкция скважин для эксплуатационных объектов принята согласно типовой конструкции скважин месторождения.

3.6 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 2030 г. изменяются с учетом инфляции 2,5%. Товарная продукция будет реализовываться на экспорт и внутренний рынок (таблица 3.6.1). 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	1065,5 9	1172,1 5
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.

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 с 2027 – 5%, с 2030 – 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

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значени я
Расход химреагентов для подготовки нефти		
Химреагенты для ППН	кг/тн	0,08
Расход химреагентов для ППД	кг/м3	0,25
Заменитель метанола на УПГ-1	кг/сутки	34,00
Стоимость химреагентов:		
Химреагенты для ППН	тг/кг	2330,00
Расход химреагентов для ППД	тг/кг	707,000
Заменитель метанола на УПГ-1	тг/кг	530,00
Общепромысловые расходы	тыс. тг./скв	4311,4
Услуги почты, связи и ИТ	тыс. тг./скв	1379,1
Транспортные расходы	тыс. тг./скв	6287,5
Материальная помощь	тыс. тг./скв	723,3
Текущий ремонт оборудования	тыс. тг./скв	3437,3
Промыслово-геофизические работы	тыс. тг./скв	1458,6
Гидродинамические исследования скважин	тыс. тг./скв	95,9
Проекты отвода земель	тыс. тг./скв	12,6
Гидрогеологический мониторинг	тыс. тг./скв	47,2
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс. тг./скв	2862,8
Лабораторные исследования	тыс. тг./скв	228,8
Очистка и реставрация НКТ	тыс. тг./скв	119,0
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс. тг./скв	203,4
Обслуживание насосов	тыс. тг./скв	234,1
Обслуживание УПГ	тыс. тг./млн.м3	7980,3
Диагностика магистрального трубопровода	тыс. тг./скв	22,0
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс. тг./скв	257,6
Сертификация нефти	тыс. тг./скв	21,1
Поверка и регулировка	тыс. тг./скв	288,0
Содержание автодорог	тыс. тг./скв	1076,9
Расходы по ТБ и ОС	тыс. тг./скв	774,9
Материалы	тыс.тг./т.нефти	195,5
Командировочные расходы	тыс. тг./скв	137,7
Прочие расходы на персонал	тыс. тг./скв	2893,2
Расходы по страхованию	тыс. тг./скв	1758,4
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	131,20
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	1676,21
Свабирование	тыс.тг	89,76
Э/энергия		

Эксплуатационные затраты	Ед.изм.	Значени я
Средняя стоимость покупной электроэнергии	тыс.тг/100кВтч	35,00
Расход э/энергии на мех. добычу	кВт.ч/тн.ж.	12,93
Расход э/энергии на ППН на 1 тонну нефти	кВт.ч/тн	30,22
Расход э/энергии на сбор и внутрипромысловую транспортировку нефти	кВт.ч/тн	9,20
Расход э/энергии при ПГ	кВт.ч/тыс.м3	0,19
Затраты на оплату труда ОПП		
Показатель потребности в ОПП	чел/скв	2,50
ФОТ ОПП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника ОПП в месяц	тг	1227288,1
Обучение персонала	%	1
ФОТ АУП (вкл. ИПН и отчисления в ПНФ) на 1 работника АУП в месяц	тг	2192613,5
Общие и Административные расходы	тыс.тг/скв	7821,31
Социально-экономическое развитие региона	%	1
Капитальные вложения		
Средняя стоимость бурения эксплуатационной скважины	тыс.тг	456953,75
ПИР при бурении	тыс.тг	10 852,6
ЗБГС	тыс.тг	168 721
ЗБС	тыс.тг	140 601
Углубление забоя	тыс.тг	70 300,58
Средняя стоимость наземного оборудования	тыс.тг	74 211,1
Средняя стоимость наземного обустройства нагнетательной скважины	тыс.тг	54 570,0
Стоимость 1 скважино-операции по:		
ГРП	тыс.тг	56320,65
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
Изоляция водопритока	тыс.тг	32013,43
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	36897,11
Оборудование ОРЗ	тыс.тг	75099,00
ОРЭ	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

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
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

С целью обоснования коэффициента извлечения нефти, в настоящем отчете рассмотрены 2 варианта разработки, которые отличаются количеством ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин и проводимыми ГТМ.

Согласно технико-экономическому анализу рекомендуемым к реализации является 2 вариант, в процессе реализации которого достигается максимально длительный период экономической рентабельности разработки и экономических показателей доходности.

При реализации рекомендуемого 2 варианта разработки экономически рентабельный период приходится на 2040г. За период разработки проектный уровень добычи нефти в целом по месторождению в количестве 603,1 тыс.т приходится на 2026г при темпе отбора от НИЗ 1,1%. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2040г) составит 53 475,8 тыс.т, что соответствует значению КИН 0,583 доли ед.

В таблицах 4.1.1-4.1.16 представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом до рентабельного периода.

Максимальные проектные уровни добычи нефти с учетом темпа отбора от НИЗ по эксплуатационным объектам приведены ниже:

I объект – 72,6 тыс. т (2026г);

II объект – 67,0 тыс. т (2026г);

III объект – 350,8 тыс. т (2026г);

IV объект – 86,3 тыс. т (2026г);

V объект – 26,4 тыс. т (2026г);

VI объект – 10,7 тыс. т (2030г);

VII объект – 3,9 тыс. т (2031г);

Прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению по 1 варианту представлены в таблицах П.4.1.1-П. 4.1.18 в табличных приложениях.

Таблица 4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 приемищность одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	116	0	0	226,2	0	2	2	0	36	36	20	5,6	69,6	112,5
2027	0	0	0	116	1	0	226,2	1	3	3	0	34	34	21	4,7	80,8	138,8
2028	0	0	0	116	4	0	226,2	0	2	2	0	36	36	21	4,0	77,4	129,8
2029	0	0	0	116	1	0	226,2	0	1	1	0	36	36	21	3,7	80,3	137,5
2030	0	0	0	116	0	0	226,2	0	3	2	1	34	34	20	3,6	82,8	148,1
2031	0	0	0	116	1	0	226,2	0	1	0	1	35	35	19	3,5	86,6	160,4
2032	0	0	0	116	0	0	226,2	0	1	1	0	34	34	19	3,3	90,3	171,4
2033	0	0	0	116	0	0	226,2	0	4	2	2	32	32	17	3,3	94,5	184,3
2034	0	0	0	116	0	0	226,2	0	2	1	1	31	31	16	3,2	98,2	200,1
2035	0	0	0	116	0	0	226,2	0	3	2	1	29	29	15	3,1	101,7	210,6
2036	0	0	0	116	0	0	226,2	0	2	1	1	28	28	14	3,2	104,9	221,9
2037	0	0	0	116	0	0	226,2	0	4	2	2	26	26	12	2,8	107,7	242,0
2038	0	0	0	116	0	0	226,2	0	3	2	1	24	24	11	2,6	109,8	259,6
2039	0	0	0	116	0	0	226,2	0	3	2	1	22	22	10	2,4	111,4	267,7
2040	0	0	0	116	0	0	226,2	0	2	1	1	21	21	9	2,3	110,1	276,0

Таблица 4.1.2 - 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	72,6	1,4	11,9	4779,5	89,9	0,237	904,3	904,3	13913,1	13275,8	92,0	893,8	8325,1	100,0	3,237	224,553
2027	58,0	1,1	10,8	4837,5	91,0	0,240	1006,0	1006,0	14919,1	14281,8	94,2	985,4	9310,5	100,0	2,587	227,140
2028	49,8	0,9	10,4	4887,3	91,9	0,242	967,5	967,5	15886,6	15249,3	94,8	945,4	10255,9	100,0	2,223	229,363
2029	47,7	0,9	11,1	4935,1	92,8	0,244	1026,8	1026,8	16913,4	16276,1	95,4	1001,3	11257,2	100,0	2,130	231,493
2030	46,4	0,9	12,2	4981,5	93,7	0,247	1079,8	1079,8	17993,3	17355,9	95,7	1051,6	12308,8	100,0	2,071	233,564
2031	45,1	0,8	13,5	5026,5	94,5	0,249	1113,1	1113,1	19106,3	18469,0	96,0	1082,8	13391,6	100,0	2,011	235,575
2032	42,0	0,8	14,5	5068,6	95,3	0,251	1162,6	1162,6	20268,9	19631,5	96,4	1129,0	14520,6	100,0	1,876	237,451
2033	41,0	0,8	16,5	5109,5	96,1	0,253	1181,7	1181,7	21450,6	20813,3	96,5	1146,9	15667,5	100,0	1,828	239,278
2034	38,9	0,7	18,8	5148,4	96,8	0,255	1178,6	1178,6	22629,2	21991,8	96,7	1143,1	16810,6	100,0	1,735	241,014
2035	36,1	0,7	21,5	5184,5	97,5	0,257	1166,3	1166,3	23795,5	23158,2	96,9	1130,2	17940,8	100,0	1,609	242,623
2036	34,9	0,7	26,5	5219,5	98,2	0,259	1149,3	1149,3	24944,8	24307,5	97,0	1113,5	19054,4	100,0	1,559	244,181
2037	29,5	0,6	30,4	5249,0	98,7	0,260	1123,3	1123,3	26068,1	25430,8	97,4	1086,5	20140,9	100,0	1,317	245,498
2038	25,6	0,5	37,9	5274,5	99,2	0,261	1068,8	1068,8	27136,9	26499,5	97,6	1032,8	21173,7	100,0	1,140	246,639
2039	22,0	0,4	52,5	5296,5	99,6	0,262	1007,1	1007,1	28143,9	27506,6	97,8	972,3	22146,0	100,0	0,980	247,619
2040	19,9	0,4	100,0	5316,4	100,0	0,263	939,4	939,4	29083,3	28446,0	97,9	906,7	23052,7	100,0	0,888	248,507

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	26	2	50,7	0	1	0	0	0	16	16	4	12,9	124,7	223,5
2027	1	1	0	27	1	52,7	0	0	1	1	0	17	17	4	8,7	116,0	188,4
2028	0	0	0	27	0	52,7	1	1	1	1	0	16	16	6	7,4	112,9	148,3
2029	0	0	0	27	3	52,7	1	0	0	1	0	19	19	7	6,3	107,6	110,4
2030	0	0	0	27	2	52,7	0	0	1	0	0	20	20	7	5,6	98,6	104,9
2031	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	20	20	7	4,9	98,4	110,1
2032	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	20	20	7	4,4	102,9	114,7
2033	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	20	20	7	4,0	107,6	119,7
2034	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	19	19	7	3,7	111,0	120,0
2035	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	18	18	7	3,5	112,9	115,7
2036	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	1	17	17	6	3,4	114,7	120,1
2037	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	2	0	15	15	6	3,3	113,8	117,4
2038	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	2	1	13	13	5	3,2	108,9	107,7
2039	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	12	12	5	3,0	105,0	101,8
2040	0	0	0	27	0	52,7	0	0	2	1	0	11	11	5	2,9	103,7	92,5

Таблица 4.1.4 - 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	67,0	1,9	14,8	3227,4	89,3	0,351	646,3	646,3	7995,6	н	89,6	258,9	2449,4	40,0	5,069	267,701
2027	49,5	1,4	12,8	3276,9	90,7	0,356	662,0	662,0	8657,6	7404,1	92,5	261,3	2710,7	40,0	3,743	271,444
2028	42,2	1,2	12,5	3319,1	91,8	0,361	647,5	647,5	9305,1	8051,6	93,5	254,3	2965,1	40,0	3,191	274,635
2029	37,1	1,0	12,6	3356,1	92,9	0,365	632,7	632,7	9937,8	8684,3	94,1	247,7	3212,8	40,0	2,805	277,440
2030	36,7	1,0	14,2	3392,8	93,9	0,369	651,3	651,3	10589,1	9335,6	94,4	254,7	3467,5	40,0	2,772	280,212
2031	34,3	0,9	15,5	3427,1	94,8	0,372	685,7	685,7	11274,7	10021,3	95,0	267,3	3734,7	40,0	2,592	282,804
2032	30,7	0,8	16,4	3457,8	95,7	0,376	716,9	716,9	11991,6	10738,1	95,7	278,4	4013,2	40,0	2,322	285,126
2033	28,0	0,8	18,0	3485,8	96,5	0,379	750,0	750,0	12741,6	11488,1	96,3	290,5	4303,6	40,0	2,119	287,246
2034	25,4	0,7	19,8	3511,2	97,2	0,381	753,4	753,4	13495,0	12241,5	96,6	291,2	4594,9	40,0	1,921	289,167
2035	22,8	0,6	22,3	3534,0	97,8	0,384	727,2	727,2	14222,2	12968,7	96,9	280,8	4875,6	40,0	1,728	290,895
2036	20,8	0,6	26,1	3554,9	98,4	0,386	698,9	698,9	14921,0	13667,6	97,0	269,6	5145,3	40,0	1,574	292,469
2037	18,5	0,5	31,3	3573,3	98,9	0,388	633,2	633,2	15554,3	14300,8	97,1	244,2	5389,5	40,0	1,397	293,866
2038	15,6	0,4	38,4	3588,9	99,3	0,390	530,1	530,1	16084,4	14830,9	97,1	204,5	5594,0	40,0	1,177	295,043
2039	13,3	0,4	53,3	3602,2	99,7	0,391	457,7	457,7	16542,2	15288,7	97,1	176,5	5770,5	40,0	1,005	296,048
2040	11,6	0,3	100,0	3613,8	100,0	0,393	416,0	416,0	16958,1	15704,7	97,2	160,3	5930,8	40,0	0,880	296,928

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 одной скважины, м3/сут
							всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	85	0	1	165,8	0	1	1	0	36	36	13	26,9	231,8	760,6
2027	0	85	4	1	165,8	0	1	1	0	40	40	13	22,3	235,6	863,8
2028	0	85	0	0	165,8	0	0	0	0	40	40	13	17,2	233,6	889,6
2029	0	85	3	0	165,8	2	3	3	0	40	40	15	15,1	238,6	848,8
2030	0	85	2	0	165,8	0	1	1	0	41	41	15	13,3	238,3	812,7
2031	0	85	0	0	165,8	0	1	1	0	40	40	15	11,6	245,5	833,0
2032	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	38	38	15	10,3	257,3	837,8
2033	0	85	0	0	165,8	0	1	1	0	37	37	15	9,2	269,2	842,3
2034	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	35	35	15	8,4	282,7	859,5
2035	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	33	33	15	7,7	295,3	860,9
2036	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	31	31	15	7,1	306,7	845,4
2037	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	29	29	15	6,7	317,9	826,0
2038	0	85	0	0	165,8	0	4	3	1	26	26	14	6,3	326,2	812,1
2039	0	85	0	0	165,8	0	5	3	2	23	23	12	5,9	330,0	794,7
2040	0	85	0	0	165,8	0	2	2	0	21	21	12	5,7	333,6	825,9

Таблица 4.1.6 - 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	350,8	0,8	15,0	39360,5	95,2	0,790	3026,5	3026,5	56792,6	19411,8	88,4	3720,6	71531,7	120,0	87,4	60,769	6498,433
2027	304,2	0,7	15,3	39664,7	95,9	0,797	3215,8	3215,8	60008,4	22627,5	90,5	3893,9	75425,5	120,0	88,6	52,692	6551,126
2028	248,3	0,6	14,7	39912,9	96,5	0,801	3361,8	3361,8	63370,2	25989,4	92,6	4010,3	79435,8	120,0	89,8	43,005	6594,131
2029	219,1	0,5	15,3	40132,1	97,1	0,806	3468,2	3468,2	66838,3	29457,5	93,7	4105,1	83540,9	120,0	90,9	37,962	6632,093
2030	201,0	0,5	16,5	40333,1	97,5	0,810	3590,1	3590,1	70428,4	33047,6	94,4	4227,0	87767,9	120,0	92,0	34,818	6666,911
2031	174,9	0,4	17,2	40507,9	98,0	0,813	3703,9	3703,9	74132,3	36751,5	95,3	4332,8	92100,7	120,0	93,0	30,292	6697,204
2032	149,6	0,4	17,8	40657,6	98,3	0,816	3745,1	3745,1	77877,4	40496,6	96,0	4357,4	96458,1	120,0	94,0	25,918	6723,121
2033	129,2	0,3	18,7	40786,8	98,6	0,819	3781,5	3781,5	81658,9	44278,0	96,6	4380,9	100838,9	120,0	94,9	22,387	6745,508
2034	114,7	0,3	20,4	40901,5	98,9	0,821	3872,1	3872,1	85530,9	48150,1	97,0	4470,6	105309,5	120,0	95,7	19,877	6765,386
2035	101,4	0,2	22,6	41003,0	99,2	0,823	3888,8	3888,8	89419,7	52038,9	97,4	4477,9	109787,4	120,0	96,5	17,573	6782,959
2036	89,2	0,2	25,7	41092,1	99,4	0,825	3826,5	3826,5	93246,2	55865,4	97,7	4397,0	114184,4	120,0	97,3	15,447	6798,405
2037	79,1	0,2	30,7	41171,2	99,6	0,827	3745,2	3745,2	96991,5	59610,7	97,9	4296,5	118480,8	120,0	97,9	13,696	6812,102
2038	69,0	0,2	38,6	41240,2	99,7	0,828	3557,6	3557,6	100549,1	63168,3	98,1	4075,9	122556,8	120,0	98,5	11,948	6824,050
2039	58,7	0,1	53,5	41298,9	99,9	0,829	3256,2	3256,2	103805,3	66424,5	98,2	3726,7	126283,5	120,0	99,1	10,166	6834,216
2040	50,9	0,1	100,0	41349,8	100,0	0,830	3005,3	3005,3	106810,6	69429,8	98,3	3436,8	129720,2	120,0	99,5	8,824	6843,039

Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	46	4	4	89,7	0	1	1	0	33	33	8	8,6	38,2	63,5
2027	1	1	0	47	1	0	91,7	1	1	1	0	34	34	9	6,1	35,1	64,5
2028	0	0	0	47	4	0	91,7	0	2	2	0	36	36	9	5,0	33,5	59,9
2029	0	0	0	47	4	0	91,7	0	1	1	0	39	39	9	4,7	31,6	60,7
2030	0	0	0	47	6	0	91,7	0	0	0	0	45	45	9	4,3	30,0	64,6
2031	0	0	0	47	1	0	91,7	0	1	1	0	45	45	9	4,0	29,4	67,5
2032	0	0	0	47	3	0	91,7	0	2	2	0	46	46	9	3,5	29,0	66,8
2033	0	0	0	47	0	0	91,7	0	1	1	0	45	45	9	3,3	29,0	66,7
2034	0	0	0	47	0	0	91,7	0	2	2	0	43	43	9	3,0	29,8	66,0
2035	0	0	0	47	0	0	91,7	0	2	2	0	41	41	9	2,8	30,8	64,7
2036	0	0	0	47	0	0	91,7	0	1	1	0	40	40	9	2,6	32,1	64,8
2037	0	0	0	47	0	0	91,7	0	1	1	0	39	39	9	2,4	33,8	66,2
2038	0	0	0	47	0	0	91,7	0	1	1	0	38	38	9	2,2	35,8	68,0
2039	0	0	0	47	0	0	91,7	0	1	1	0	37	37	9	2,1	38,1	70,3
2040	0	0	0	47	0	0	91,7	0	0	0	0	37	37	9	1,9	40,8	74,0

Таблица 4.1.8 - 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	86,3	5,1	11,5	1020,5	60,6	0,111	382,2	382,2	2373,9	2353,1	77,4	182,7	738,8	45,0	5,980	91,078
2027	70,2	4,2	10,6	1090,7	64,8	0,119	406,8	406,8	2780,6	2759,9	82,7	189,5	928,3	45,0	4,862	95,940
2028	60,6	3,6	10,2	1151,4	68,4	0,125	406,0	406,0	3186,6	3165,9	85,1	187,1	1115,4	45,0	4,199	100,139
2029	61,1	3,6	11,5	1212,5	72,0	0,132	411,6	411,6	3598,2	3577,4	85,2	189,5	1304,9	45,0	4,231	104,370
2030	63,3	3,8	13,4	1275,8	75,8	0,139	438,7	438,7	4036,9	4016,2	85,6	201,7	1506,6	45,0	4,386	108,756
2031	62,1	3,7	15,2	1337,9	79,5	0,146	460,4	460,4	4497,3	4476,6	86,5	210,6	1717,2	45,0	4,300	113,055
2032	55,9	3,3	16,2	1393,8	82,8	0,152	458,7	458,7	4956,0	4935,3	87,8	208,5	1925,8	45,0	3,870	116,926
2033	51,7	3,1	17,8	1445,5	85,9	0,157	459,7	459,7	5415,7	5395,0	88,8	208,0	2133,8	45,0	3,580	120,505
2034	46,5	2,8	19,5	1491,9	88,6	0,162	457,3	457,3	5873,1	5852,3	89,8	205,8	2339,6	45,0	3,218	123,724
2035	40,9	2,4	21,3	1532,8	91,1	0,167	451,1	451,1	6324,2	6303,4	90,9	201,9	2541,5	45,0	2,830	126,553
2036	36,4	2,2	24,2	1569,2	93,2	0,171	454,4	454,4	6778,5	6757,8	92,0	202,3	2743,9	45,0	2,521	129,074
2037	32,8	1,9	28,7	1602,0	95,2	0,174	466,5	466,5	7245,0	7224,2	93,0	206,7	2950,5	45,0	2,272	131,346
2038	29,7	1,8	36,5	1631,7	96,9	0,177	481,3	481,3	7726,3	7705,6	93,8	212,3	3162,9	45,0	2,055	133,401
2039	26,9	1,6	52,1	1658,6	98,5	0,180	499,3	499,3	8225,6	8204,8	94,6	219,4	3382,3	45,0	1,865	135,266
2040	24,8	1,5	100,0	1683,4	100,0	0,183	527,1	527,1	8752,6	8731,9	95,3	230,8	3613,0	45,0	1,716	136,983

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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 одной скважины, м3/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	15	0	29,3	1	0	0	0	8	8	3	11,2	143,0	310,0
2027	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	8,6	167,8	344,8
2028	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	8,0	166,1	340,7
2029	0	0	0	15	2	29,3	0	1	1	0	9	9	3	6,8	159,9	355,3
2030	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	9	9	3	5,7	145,3	370,6
2031	0	0	0	15	0	29,3	0	1	1	0	8	8	3	4,8	150,2	369,9
2032	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	4,2	143,7	327,6
2033	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	3,7	142,5	324,1
2034	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	3,3	146,0	331,4
2035	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	2,9	149,7	339,1
2036	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	8	8	3	2,7	153,5	347,0
2037	0	0	0	15	0	29,3	0	1	1	0	7	7	3	2,5	156,1	341,1
2038	0	0	0	15	0	29,3	0	1	1	0	6	6	3	2,3	156,7	314,4
2039	0	0	0	15	0	29,3	0	1	0	1	6	6	2	2,1	160,6	390,5
2040	0	0	0	15	0	29,3	0	0	0	0	6	6	2	2,0	164,6	494,7

Таблица 4.1.10 – 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	26,4	1,8	13,0	1277,2	87,9	0,422	336,8	336,8	3780,0	3241,2	92,2	270,0	2799,6	80,0	3,294	137,180
2027	23,3	1,6	13,2	1300,4	89,5	0,430	455,7	455,7	4235,7	3696,9	94,9	358,7	3158,3	80,0	2,900	140,080
2028	21,7	1,5	14,2	1322,1	91,0	0,437	451,2	451,2	4686,9	4148,1	95,2	354,4	3512,7	80,0	2,704	142,784
2029	20,2	1,4	15,4	1342,3	92,4	0,444	472,3	472,3	5159,1	4620,4	95,7	369,6	3882,3	80,0	2,514	145,298
2030	19,3	1,3	17,3	1361,6	93,7	0,450	493,9	493,9	5653,0	5114,3	96,1	385,6	4267,9	80,0	2,404	147,701
2031	15,7	1,1	17,1	1377,3	94,8	0,455	495,4	495,4	6148,4	5609,7	96,8	384,8	4652,7	80,0	1,960	149,661
2032	12,8	0,9	16,8	1390,1	95,6	0,460	439,6	439,6	6588,0	6049,3	97,1	340,8	4993,5	80,0	1,592	151,253
2033	11,3	0,8	17,8	1401,4	96,4	0,463	435,8	435,8	7023,8	6485,0	97,4	337,1	5330,6	80,0	1,403	152,656
2034	10,0	0,7	19,2	1411,4	97,1	0,467	446,7	446,7	7470,5	6931,8	97,8	344,8	5675,4	80,0	1,250	153,906
2035	9,0	0,6	21,4	1420,4	97,7	0,470	457,9	457,9	7928,4	7389,7	98,0	352,7	6028,1	80,0	1,124	155,030
2036	8,2	0,6	24,8	1428,6	98,3	0,472	469,4	469,4	8397,8	7859,1	98,3	361,0	6389,2	80,0	1,021	156,051
2037	7,3	0,5	29,3	1435,9	98,8	0,475	461,9	461,9	8859,7	8321,0	98,4	354,8	6744,0	80,0	0,909	156,960
2038	6,2	0,4	35,5	1442,1	99,2	0,477	426,1	426,1	9285,8	8747,0	98,5	327,0	7071,0	80,0	0,779	157,739
2039	5,8	0,4	51,4	1448,0	99,6	0,479	436,7	436,7	9722,5	9183,7	98,7	334,9	7405,9	80,0	0,728	158,467
2040	5,5	0,4	100,0	1453,5	100,0	0,480	447,7	447,7	10170,1	9631,4	98,8	343,1	7749,0	80,0	0,687	159,154

Таблица 4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	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				всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2029	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	1	1	0	9,0	24,0	0,0
2030	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	2	2	0	7,9	21,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	6,7	19,6	0,0
2032	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	5,6	19,6	0,0
2033	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	4,6	19,6	0,0
2034	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	3,8	19,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	3,1	19,6	0,0
2036	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	2,6	19,6	0,0
2037	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	2,1	19,6	0,0
2038	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,8	19,6	0,0
2039	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,5	19,6	0,0
2040	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,2	19,6	0,0

Таблица 4.1.12 – 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2029	1,5	3,9	5,2	10,8	28,7	0,098	3,9	3,9	3,9	3,9	62,3	0,0	0,0	0,0	0,229	1,671
2030	4,0	10,7	15,0	14,9	39,4	0,135	10,8	10,8	14,8	14,8	62,6	0,0	0,0	0,0	0,625	2,296
2031	4,7	12,4	20,5	19,5	51,8	0,178	13,6	13,6	28,4	28,4	65,6	0,0	0,0	0,0	0,722	3,018
2032	3,9	10,2	21,2	23,4	62,0	0,213	13,6	13,6	41,9	41,9	71,6	0,0	0,0	0,0	0,596	3,614
2033	3,2	8,4	22,3	26,6	70,5	0,242	13,6	13,6	55,5	55,5	76,6	0,0	0,0	0,0	0,492	4,107
2034	2,6	7,0	23,6	29,2	77,5	0,265	13,6	13,6	69,1	69,1	80,7	0,0	0,0	0,0	0,406	4,513
2035	2,2	5,8	25,5	31,4	83,2	0,285	13,6	13,6	82,7	82,7	84,0	0,0	0,0	0,0	0,335	4,848
2036	1,8	4,7	28,3	33,2	88,0	0,301	13,6	13,6	96,3	96,3	86,8	0,0	0,0	0,0	0,277	5,125
2037	1,5	3,9	32,6	34,6	91,9	0,315	13,6	13,6	109,9	109,9	89,1	0,0	0,0	0,0	0,228	5,353
2038	1,2	3,2	39,9	35,9	95,1	0,326	13,6	13,6	123,5	123,5	91,0	0,0	0,0	0,0	0,189	5,542
2039	1,0	2,7	54,8	36,9	97,8	0,335	13,6	13,6	137,1	137,1	92,6	0,0	0,0	0,0	0,156	5,697
2040	0,8	2,2	100,0	37,7	100,0	0,343	13,6	13,6	150,7	150,7	93,9	0,0	0,0	0,0	0,128	5,826

Таблица 4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости
2029	0	0	0	0	0	1	0	0,0	0	0	0	1	1	0	8,1	15,2
2030	0	0	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	2	2	0	6,8	15,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	5,9	15,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	4,7	15,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	3,8	15,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	3,1	15,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	2,5	15,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	2,0	15,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,6	15,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,3	15,2
2039	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	1,0	15,2
2040	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	2	2	0	0,8	15,2

Таблица 4.1.14 – 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 извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2029	0,7	3,5	3,5	0,7	3,5	0,004	1,4	1,4	2,8	2,8	47,0	0,0	0,0	0,0	0,111	0,111
2030	2,9	13,5	14,0	3,6	17,0	0,021	6,4	6,4	9,2	9,2	55,0	0,0	0,0	0,0	0,431	0,542
2031	3,9	18,2	21,9	7,5	35,2	0,043	10,0	10,0	19,1	19,1	61,4	0,0	0,0	0,0	0,580	1,122
2032	3,1	14,7	22,6	10,6	49,9	0,061	10,0	10,0	29,1	29,1	68,9	0,0	0,0	0,0	0,467	1,589
2033	2,5	11,8	23,6	13,1	61,7	0,076	10,0	10,0	39,1	39,1	74,9	0,0	0,0	0,0	0,377	1,966
2034	2,0	9,5	24,9	15,1	71,2	0,087	10,0	10,0	49,1	49,1	79,8	0,0	0,0	0,0	0,304	2,270
2035	1,6	7,7	26,7	16,7	78,9	0,097	10,0	10,0	59,1	59,1	83,7	0,0	0,0	0,0	0,245	2,514
2036	1,3	6,2	29,4	18,0	85,1	0,104	10,0	10,0	69,1	69,1	86,8	0,0	0,0	0,0	0,197	2,712
2037	1,1	5,0	33,6	19,1	90,1	0,110	10,0	10,0	79,1	79,1	89,4	0,0	0,0	0,0	0,159	2,871
2038	0,9	4,0	40,7	20,0	94,1	0,115	10,0	10,0	89,0	89,0	91,5	0,0	0,0	0,0	0,128	2,999
2039	0,7	3,2	55,4	20,6	97,4	0,119	10,0	10,0	99,0	99,0	93,1	0,0	0,0	0,0	0,103	3,103
2040	0,6	2,6	100,0	21,2	100,0	0,123	10,0	10,0	109,0	109,0	94,4	0,0	0,0	0,0	0,083	3,186

Таблица 4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м3/сут
	добывающих	нагнетательных								всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	0	208	6	0	5	561,6	0	2	4	4	0	129	129	42	13,8	121,5	300,1
2027	2	0	210	7	0	1	565,5	0	0	6	6	0	133	133	44	11,0	124,6	335,2
2028	0	0	210	8	0	0	565,5	1	1	5	5	0	136	136	44	8,9	122,9	325,6
2029	0	0	210	14	1	0	565,5	3	0	6	6	0	145	145	46	7,8	121,7	319,2
2030	0	0	210	11	0	1	565,5	0	0	5	4	1	140	140	49	7,0	116,8	324,0
2031	0	0	210	2	0	0	565,5	0	0	4	3	1	124	124	48	6,2	117,3	338,6
2032	0	0	210	3	0	0	565,5	0	0	5	5	0	120	120	47	5,5	119,8	343,6
2033	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	6	4	2	116	116	47	5,0	123,3	353,3
2034	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	7	6	1	110	110	45	4,6	128,9	368,8
2035	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	8	7	1	103	103	44	4,3	134,0	375,6
2036	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	7	5	2	98	98	43	4,0	137,8	381,5
2037	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	10	8	2	90	90	41	3,7	140,7	388,4
2038	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	12	9	3	81	81	39	3,4	141,5	388,7
2039	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	11	7	4	74	74	36	3,2	140,5	386,9
2040	0	0	210	0	0	0	565,5	0	0	5	4	1	70	70	32	3,0	139,0	390,8

Таблица 4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м3		Добыча газа, млн.м3	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2026	603,1	1,1	13,7	49674,4	92,9	0,542	5296,1	5296,1	79752,1	45025,4	88,6	5326,0	85844,5	78,349	7141,745
2027	505,1	0,9	13,3	50179,6	93,8	0,547	5746,3	5746,3	85498,4	50771,7	91,2	5688,9	91533,4	66,784	7208,529
2028	422,6	0,8	12,8	50602,2	94,6	0,552	5833,9	5833,9	91332,3	56605,6	92,8	5751,4	97284,8	55,322	7263,851
2029	387,5	0,7	13,5	50989,6	95,4	0,556	6016,8	6016,8	97349,2	62622,4	93,6	5913,3	103198,1	49,983	7313,834
2030	373,6	0,7	15,0	51363,2	96,0	0,560	6271,0	6271,0	103620,2	68893,5	94,0	6120,5	109318,6	47,507	7361,341
2031	340,5	0,6	16,1	51703,8	96,7	0,564	6482,0	6482,0	110102,2	75375,5	94,7	6278,4	115597,0	42,456	7403,797
2032	298,0	0,6	16,8	52001,8	97,2	0,567	6546,4	6546,4	116648,6	81921,9	95,4	6314,2	121911,1	36,641	7440,438
2033	266,9	0,5	18,1	52268,6	97,7	0,570	6632,3	6632,3	123280,9	88554,1	96,0	6363,4	128274,5	32,186	7472,624
2034	240,2	0,4	19,9	52508,8	98,2	0,573	6731,7	6731,7	130012,5	95285,8	96,4	6455,5	134730,0	28,712	7501,335
2035	214,0	0,4	22,1	52722,8	98,6	0,575	6714,8	6714,8	136727,4	102000,7	96,8	6443,5	141173,6	25,444	7526,780
2036	192,6	0,4	25,6	52915,5	99,0	0,577	6622,1	6622,1	143349,4	108622,7	97,1	6343,5	147517,0	22,596	7549,376
2037	169,7	0,3	30,3	53085,1	99,3	0,579	6453,7	6453,7	149803,1	115076,4	97,4	6188,7	153705,7	19,978	7569,354
2038	148,1	0,3	37,9	53233,2	99,5	0,581	6087,5	6087,5	155890,6	121163,9	97,6	5852,6	159558,3	17,417	7586,770
2039	128,4	0,2	52,9	53361,7	99,8	0,582	5680,5	5680,5	161571,2	126844,4	97,7	5429,9	164988,1	15,003	7601,773
2040	114,1	0,2	100,0	53475,8	100,0	0,583	5358,9	5358,9	166930,1	132203,4	97,9	5077,7	170065,8	13,207	7614,980

Таблица 4.1.17 – Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам месторождения

№	Наименование	Объекты разработки						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
1	Плотность сетки доб.+нагнет.скв., га/скв.	32,7	29,8	48,1	26,7	52,2	30,8	27,5
2	Проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	150	87,4	573,4	120,8	43,8	7,5	4,2
3	Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извлекаемых запасов), %	2,9	1,9	1,4	9,9	3,5	19,7	19,9
4	Год выхода на проектный уровень	2023	2023	2023	2023	2023	2031	2030
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1	1	1	1	1	1	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, млн. т/год	1118,9	569,6	2536,2	318,2	236,9	13,2	6,2
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	7,782	7,273	94,959	12,085	4,379	1,099	0,612
8	Проектный уровень закачки воды, млн. м ³ /год	1186	174,1	3138,9	84,4	203,5	-	-
9	Фонд сквж. за весь срок разработки, всего, ед.	123	27	84	51	17	2	2
	в том числе: добывающих	119	23	76	48	14	2	2
	нагнетательных	25	7	18	5	4	-	-
10	Фонд скважин для бурения, всего, ед.	1	-	1	4	-	-	-
	в том числе: добывающих	1	-	1	4	-	-	-
	нагнетательных	-	-	-	-	-	-	-
11	Накопл. добыча за проектный период, тыс. т:							
12	нефти	776,7	515,2	3404,2	594,1	134,4	38	21
13	жидкости	10725,2	5397,3	29267,6	2907,9	1478,1	79,4	37,3
14	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:							
15	нефти	5155,7	3437,2	40995,3	1228,1	1259,9	38	21
16	жидкости	20971,7	10991,4	75960,9	3948,7	4128,6	79,4	37,3
17	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,255	0,373	0,823	0,155	0,416	0,346	0,121
18	Средняя обводненность к концу разработки, %	97,3	95,7	96,2	93,3	98,9	70	63,6

Согласно ст.277, п.12, пп. 3 Кодекса «О недрах и недропользовании», устанавливается выполнение следующих показателей проектных документов:

плотность сетки эксплуатационных скважин;

соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;

коэффициент компенсации по залежам;

отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;

отношение пластового давления к забойному давлению;

максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;

объемы добычи углеводородов;

объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;

показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

В таблице 4.1.18 представлены предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей.

Таблица 4.1.17 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей

№№ п/п	Параметры	Объекты						
		I	II	III	IV	V	VI	VII
1	Плотность сетки скважин, га/скв	34,7 на начало проектирования	25,1 на начало проектирования	47 на начало проектирования	66,4 на начало проектирования	52,2 на начало проектирования	-	-
		33,0 на конец проектирования	18,4 на конец проектирования	42,5 на начало проектирования	45,4 на конец проектирования	44,4 на конец проектирования	30,8 на начало проектирования	27,5 на начало 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	$R_{пл} > R_{нас};$						
		$R_{заб} \geq 0,6 R_{нас}$						
5	Отношение пластового давления к забойному давлению, МПа	$\Delta P = R_{пл} - R_{заб},$						
		где минимальное $R_{заб} > 0,6 R_{нас}$						
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	100	100	200	110	125	146,6	146,6
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.м ³	+/-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 Экономические показатели 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 скважин	тыс.тг	1 370 861	456 954	913 908	-	-	-	-	-	-	-	-
ГРП	тыс.тг	450 565	56 321	-	-	56 321	112 641	56 321	168 962	-	-	-
Зарезка боковых стволов (ЗБГС, ЗБС)	тыс.тг	309 323	-	168 721	-	-	140 601	-	-	-	-	-
Углубление забоя	тыс.тг	140 601	-	-	140 601	-	-	-	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	72 863	-	14 573	14 573	43 718	-	-	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	439 113	67 556	67 556	33 778	118 223	67 556	33 778	50 667	-	-	-
Ввод из прочих категорий	тыс.тг	65 640	65 640	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из консервации добывающих/нагнетательных	тыс.тг	35 221	-	17 610	-	17 610	-	-	-	-	-	-
ОРЗ	тыс.тг	433 657	216 828	108 414	108 414	-	-	-	-	-	-	-
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг	283 650	-	-	-	94 550	94 550	94 550	-	-	-	-
ОРЭ	тыс.тг	339 379	14 756	29 511	88 534	103 289	103 289	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	3 940 873	878 054	1 320 293	385 900	433 711	518 638	184 649	219 629	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	4 332 826	878 054	1 386 308	425 454	502 075	630 407	230 053	280 475,08	-	-	-
НАДЗЕМНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО												
Обустройство промысла												
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	222 633	-	74 211	148 422	-	-	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	272 850	-	54 570	54 570	163 710	-	-	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	32 558	10 853	21 705	-	-	-	-	-	-	-	-
Нагнетательная линия от БКНС до скважины №307 на м/р Акшабулак	тыс.тг	419 146	419 146	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	1 879 522	1 057 569	251 453	213 500	178 500	178 500	-	-	-	-	-
Модернизация объектов общего назначения	тыс.тг	52 111	52 111	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг	46 009	14 048	14 048	17 913	-	-	-	-	-	-	-
Проектно-изыскательские работы	тыс.тг	128 540	125 169	3 371	-	-	-	-	-	-	-	-
Приобретение основных средств	тыс.тг	11 310 564	2 088 237	2 171 766	2 258 637	2 348 982	2 442 942					
Обустройство устьев скважин на м/р КГМ со строительством трубопроводов (скв. 2024 г. АКШ-495, 79	тыс.тг	64 758	64 758	-	-	-	-					
Обустройство устьев скважин на м/р КГМ со строительством трубопроводов (скв. 2025 г. Акш-496, 498, 499)	тыс.тг	222 633	222 633	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Монтаж АГЗУ «ОЗНА-Массомер» и подключение скважин 4-х дюймового манифольда МАФ-4 на ЦППН м/р Акшабулак	тыс.тг	286 501	286 501	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство коллектора с узлом редуцирования для приема сырого газа от сторонних Недропользователей	тыс.тг	369 805	369 805	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Регистрация с внесением объектов в базу градостроительного кадастра	тыс.тг	17 774	17 774	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Реконструкция подводящих и отводящих технологических трубопроводов на РВС- 8, 9 с установкой насосной станции перекачки пластовой воды ЦППН м/р Акшабулак	тыс.тг	877 505	-	87 750	789 754	-	-	-	-	-	-	-
Расширение площадки водогрейной установки мр. Акшабулак с добавлением второй ВГУ	тыс.тг	136 000	-	136 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Установка наливных рукавов с эстакадой, на откачку ГЖС с конденсатосборников ЕП-9, ЕП-15 / ЕП-22 и ЕП-10 на газопроводах м/р КГМ	тыс.тг	224 000	-	224 000	-	-	-	-	-	-	-	-
Строительство газовых котельных в вахтовых поселках КГМ (Акшабулак и Нуралы)"	тыс.тг	490 000	-	-	490 000	-	-	-	-	-	-	-
Установка солнечных водонагревателей для вахтовых поселков на месторождениях КГМ	тыс.тг	54 000	-	-	54 000	-	-	-	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	17 106 910	4 728 604	3 038 875	4 026 796	2 691 192	2 621 442	-	-	-	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	18 660 736	4 728 604	3 190 819	4 439 543	3 115 392	3 186 379	-	-	-	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	21 047 783	5 606 658	4 359 168	4 412 696	3 124 903	3 140 079	184 649	219 629	-	-	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	22 993 562	5 606 658	4 577 127	4 864 997	3 617 466	3 816 786	230 053	280 475,08	-	-	-

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
НДС (с выручки)	тыс.тг	71 925 333,6	9 108 568,7	7 260 607,8	6 396 929,9	6 097 641,1	5 888 065,1	5 486 181,3	4 917 889,1	4 511 800,4
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	15 632 946,5	893 274,4	1 039 198,3	1 146 144,5	1 276 996,0	1 326 805,5	1 237 649,8	1 231 713,4	1 232 266,6
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	6 376 862,9	374 770,2	438 258,2	484 490,6	539 803,3	560 858,5	523 171,2	520 661,8	470 392,5
Налог на имущество	тыс.тг	3 452 363,7	358 440,5	361 272,2	360 198,2	353 977,2	344 028,7	315 240,1	269 027,3	228 800,4
Прочие налоги	тыс.тг	1 408 214,6	83 339,5	87 697,2	91 538,4	97 884,9	100 827,3	97 472,6	97 664,9	98 143,9
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	25 346 744,1	3 075 370,2	2 635 512,6	2 156 915,3	2 005 034,2	1 918 243,6	1 807 661,4	1 621 355,2	1 488 286,9
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	29 464 624,8	3 848 778,3	3 298 303,4	2 699 346,3	2 509 269,4	2 400 652,2	2 207 083,3	1 931 327,5	1 729 579,6
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	26 845 430,6	3 520 176,6	3 240 217,2	2 909 801,1	2 548 154,8	2 544 822,4	2 110 704,6	1 936 572,2	1 312 469,8
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	468 179,9	5 191,8	54 038,2	51 027,5	48 185,0	45 715,4	41 575,9	36 397,1	32 639,2
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	20 259 145,8	7 815 572,7	4 641 610,9	2 857 418,9	1 894 510,7	1 188 585,3	1 034 586,6	556 969,3	269 891,3
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 799 208,3	4 878 343,4	920 864,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общие поступления Государству	тыс.тг	63 128 387,6	15 744 689,0	9 456 365,4	6 359 950,9	5 176 174,3	4 542 473,7	3 888 964,2	3 283 799,6	2 350 669,8
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	43 249 881,3	3 665 837,0	3 626 426,4	3 688 893,3	3 660 840,4	3 833 944,6	3 182 016,2	2 970 299,8	2 864 890,5
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-28 675 452,3	-5 442 731,7	-3 634 181,4	-2 708 036,6	-2 436 800,8	-2 054 120,6	-2 304 165,1	-1 947 589,2	-1 646 909,9
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	135 053 721,2	24 853 257,7	16 716 973,2	12 756 880,8	11 273 815,4	10 430 538,8	9 375 145,5	8 201 688,7	6 862 470,2

Продолжение таблицы 4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	13	14	15	16	17	18	19
НДС (с выручки)	тыс.тг	4 161 160,8	3 799 895,9	3 503 627,8	3 163 532,8	2 828 888,0	2 512 653,0	2 287 891,86
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1 201 081,9	1 103 954,8	984 901,5	825 826,6	820 889,6	683 523,2	628 720,34
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	455 947,7	440 486,7	369 919,4	350 601,5	319 594,7	290 524,5	237 382,18
Налог на имущество	тыс.тг	193 167,4	163 119,9	137 752,5	116 319,8	98 202,8	82 884,7	69 931,77
Прочие налоги	тыс.тг	97 285,8	96 340,4	95 995,7	94 172,3	91 851,1	89 744,6	88 255,85
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 373 032,8	1 254 119,8	1 472 317,7	1 329 478,7	1 189 313,1	1 057 007,3	963 095,34
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 686 448,5	1 502 821,1	1 352 417,0	1 283 072,7	1 119 804,5	970 957,3	924 763,73
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 246 379,7	1 148 186,7	1 042 794,3	940 456,0	864 522,3	772 169,9	708 003,02
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	29 723,3	26 873,2	24 332,1	21 913,6	19 254,3	16 633,0	14 680,39
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
Общие поступления Государству	тыс.тг	2 121 906,3	1 936 006,8	1 976 802,5	1 798 308,3	1 694 544,4	1 450 791,5	1 346 940,75
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 833 108,5	2 671 395,1	2 369 833,8	2 224 654,2	2 041 006,9	1 885 876,4	1 730 858,20
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 328 052,2	-1 128 500,9	-1 133 793,9	-938 878,6	-787 881,2	-626 776,5	-557 033,66
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	6 283 067,1	5 735 902,8	5 480 430,3	4 961 841,0	4 523 432,4	3 963 444,5	3 634 832,62

Таблица 4.2.3 - Производственный доход, 2 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нефть	тыс.тонн	4 399,218	602,42	504,51	422,10	387,00	373,15	340,13	297,63	266,54
Товарный газ	млн. м3	97,444	33,91	24,46	15,09	10,72	8,70	4,57	0,00	0,00
СУГ	тыс. тонн	109,198	15,77	13,41	11,08	9,99	9,48	8,45	7,27	6,36
Продажа продукции по направлениям										
Нефти										
на экспорт	тыс. тонн	878,035	118,79	101,80	83,31	77,45	74,09	68,12	59,61	53,38
на внутренний рынок	тыс. тонн	3 521,183	483,63	402,71	338,78	309,55	299,05	272,01	238,02	213,16
Товарного газа										
на внутренний рынок	млн.м3	97,444	33,91	24,46	15,09	10,72	8,70	4,57	0,00	0,00
СУГ										
на внутренний рынок	тыс. тонн	109,198	15,77	13,41	11,08	9,99	9,48	8,45	7,27	6,36
Цена реализации продукции										
Нефти										

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
на экспорт	тг/тонн	214 449,307	214 449,31	214 449,31	214 449,31	214 449,31	214 449,31	219 810,54	225 305,80	230 938,45
на внутренний рынок	тг/тонн	115 563,287	115 563,29	110 000,00	115 000,00	120 000,00	120 000,00	123 000,00	126 075,00	129 226,88
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	764,200	764,20	880,65	968,72	1 065,59	1 172,15	1 201,45	1 231,49	1 262,28
СУГ										
на внутренний рынок	тг/тонн	64 201,150	64 201,15	78 982,00	90 829,00	95 370,45	95 370,45	97 754,71	100 198,58	102 703,54
Производственная прибыль от реализации										
Нефти										
на экспорт	тг тыс	199 285 628,887	25 474 316,39	21 830 829,55	17 866 448,60	16 608 366,55	15 889 450,87	14 973 462,23	13 430 225,26	12 327 976,28
на внутренний рынок	тг тыс	439 235 209,228	55 890 190,03	44 298 034,72	38 960 261,77	37 146 557,95	35 886 099,89	33 457 115,10	30 008 864,02	27 545 968,65
Товарного газа										
на внутренний рынок	тг тыс	89 179,003	25 912,49	21 536,30	14 618,95	11 425,26	10 195,36	5 490,64	0,00	0,00
СУГ										
на внутренний рынок	тг тыс	10 208 946,622	1 012 452,14	1 059 227,60	1 005 931,18	952 273,94	904 111,87	826 027,31	727 942,68	652 783,72
Итоговый производственный доход	тг тыс	648 818 963,740	82 402 871,05	67 209 628,16	57 847 260,50	54 718 623,70	52 689 857,98	49 262 095,28	44 167 031,96	40 526 728,65

Продолжение таблицы 4.2.3

Производственный доход	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	13	14	15	16	17	18	19
Нефть	тыс.тонн	239,90	213,78	192,39	169,48	147,92	128,26	114,01
Товарный газ	млн. м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ	тыс. тонн	5,65	4,98	4,40	3,87	3,31	2,79	2,41
Продажа продукции по направлениям								
Нефти								
на экспорт	тыс. тонн	48,05	42,82	38,53	33,94	29,62	25,69	22,83
на внутренний рынок	тыс. тонн	191,86	170,97	153,86	135,54	118,29	102,57	91,18
Товарного газа								
на внутренний рынок	млн.м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тыс. тонн	5,65	4,98	4,40	3,87	3,31	2,79	2,41
Цена реализации продукции								
Нефти								
на экспорт	тг/тонн	236 711,91	242 629,71	248 695,45	254 912,84	261 285,66	267 817,80	274 513,24
на внутренний рынок	тг/тонн	132 457,55	135 768,99	139 163,21	142 642,29	146 208,35	149 863,56	153 610,15
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 293,83	1 326,18	1 359,33	1 393,32	1 428,15	1 463,85	1 500,45
СУГ								
на внутренний рынок	тг/тонн	105 271,13	107 902,91	110 600,48	113 365,50	116 199,63	119 104,62	122 082,24
Производственная прибыль от реализации								
Нефти								
на экспорт	тг тыс	11 373 288,76	10 388 292,15	9 582 334,58	8 652 690,40	7 740 445,84	6 879 355,94	6 268 145,49
на внутренний рынок	тг тыс	25 412 788,64	23 211 885,18	21 411 031,47	19 333 808,98	17 295 464,70	15 371 421,77	14 005 716,37
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг тыс	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тг тыс	594 466,08	537 464,40	486 642,13	438 271,00	385 085,58	332 659,21	293 607,78
Итоговый производственный доход	тг тыс	37 380 543,48	34 137 641,72	31 480 008,18	28 424 770,39	25 420 996,13	22 583 436,92	20 567 469,64

Таблица 4.2.4 - Расчет операционных затрат, чистой прибыли, 2 вариант

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)										
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	51 829 118	3 230 082	3 463 478	3 554 806	3 772 243	4 077 441	4 241 536	3 447 801	3 529 747
Затраты на химреагенты	тыс.тг	18 650 804	1 060 372	1 161 551	1 214 865	1 301 142	1 407 563	1 469 856	1 504 547	1 545 954
Общепромысловые расходы	тыс.тг	11 761 880	768 054	801 275	855 599	953 280	990 463	923 908	919 476	919 889
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	4 066 694	236 119	256 303	273 680	304 925	316 819	295 530	294 112	294 244
Транспортные расходы	тыс.тг	16 837 084	1 019 971	1 168 527	1 247 750	1 390 201	1 444 426	1 347 367	1 206 814	1 207 356
Материальная помощь	тыс.тг	2 144 422	135 488	134 418	143 531	159 917	166 155	154 990	154 246	154 316
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	9 116 355	657 191	638 828	682 138	760 016	789 660	736 598	659 759	660 055
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	4 411 483	360 138	271 075	289 453	322 499	335 078	312 562	311 063	311 203
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	357 438	91 105	17 820	19 028	21 201	22 028	20 548	20 449	20 458
Проекты отвода земель	тыс.тг	37 910	2 991	2 336	2 495	2 780	2 888	2 694	2 681	2 682
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	139 084	8 027	8 769	9 363	10 432	10 839	10 111	10 063	10 067
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс.тг	7 431 295	282 939	532 057	568 128	632 990	657 680	613 486	610 544	610 818
Лабораторные исследования	тыс.тг	666 774	31 217	42 525	45 408	50 592	52 565	49 033	48 798	48 820
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	283 610	28 321	21 066	21 423	22 732	22 494	20 471	19 876	19 400
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	599 190	34 125	37 808	40 372	44 981	46 735	43 595	43 386	43 405
Обслуживание насосов	тыс.тг	686 246	36 112	43 500	46 450	51 753	53 771	50 158	49 917	49 940
Обслуживание УПГ	тыс.тг	5 017 317	616 910	548 411	477 007	452 518	451 606	413 679	329 355	296 540
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	64 874	3 746	4 090	4 367	4 866	5 056	4 716	4 693	4 696
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	759 375	43 843	47 876	51 122	56 958	59 180	55 203	54 939	54 963
Сертификация нефти	тыс.тг	62 153	3 588	3 919	4 184	4 662	4 844	4 518	4 497	4 499
Поверка и регулировка	тыс.тг	862 455	62 485	53 526	57 155	63 680	66 164	61 718	61 422	61 449
Содержание автодорог	тыс.тг	3 133 578	142 257	200 149	213 718	238 118	247 406	230 781	229 674	229 777
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	2 356 932	204 487	144 020	153 784	171 341	178 024	166 062	165 265	165 339
Материалы	тыс.тг	19 303 665	468 276	1 179 452	1 257 312	1 361 569	1 490 043	1 578 686	1 634 211	1 697 049
Командировочные расходы	тыс.тг	407 248	24 669	25 598	27 334	30 454	31 642	29 516	29 375	29 388
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	7 265 034	486 489	537 702	574 157	639 706	664 658	619 996	617 022	493 839
Расходы по страхованию	тыс.тг	5 222 548	338 311	326 804	348 960	388 800	403 965	376 820	375 013	375 181
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	100 032 409	28 628	24 383	26 036	29 009	30 140	28 115	27 980	27 992
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	2 856 198	376 254	262 597	289 833	316 679	337 877	320 498	307 890	296 645
Ликвидация скважин	тыс.тг	284 582 447	31 064	48 926	42 810	53 941	47 198	38 703	49 588	60 993
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	284 582 447	73 794	116 226	162 716	170 852	179 395	183 880	188 477	193 188
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	15 632 946	5 955 703	6 835 013	7 298 404	8 131 638	8 448 814	7 881 090	7 843 288	7 846 810
Затраты на обучение	тыс.тг	3 452 364	149 780	197 857	200 108	200 705	220 193	232 582	221 295	211 216
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	284 582 446,88	16 992 536,29	19 157 885,73	20 203 496,26	22 117 178,87	23 262 810,36	22 519 006,05	21 447 514,55	21 477 921,53
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	15 632 946,48	893 274,38	1 039 198,34	1 146 144,48	1 276 995,97	1 326 805,50	1 237 649,79	1 231 713,39	1 232 266,55
Налог на имущество	тыс.тг	3 452 363,65	358 440,53	361 272,22	360 198,17	353 977,20	344 028,74	315 240,11	269 027,34	228 800,43
Земельный налог	тыс.тг	278 021,83	14 269,34	14 982,81	15 731,95	16 518,55	17 344,48	17 778,09	18 222,54	18 678,10
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	723 595,70	41 963,71	45 607,93	48 699,99	54 259,91	56 376,33	52 588,08	52 335,84	52 359,34
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	406 597,09	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	26 845 430,57	3 520 176,63	3 240 217,15	2 909 801,08	2 548 154,81	2 544 822,39	2 110 704,55	1 936 572,19	1 312 469,83
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	468 179,87	5 191,82	54 038,19	51 027,51	48 184,96	45 715,36	41 575,90	36 397,13	32 639,19
Расходы на НИОКР	тыс.тг	2 878 431,13	190 058,99	179 811,22	200 107,64	200 705,19	220 193,16	232 582,20	221 295,45	211 216,19
Итого производственных затрат	тыс.тг	335 268 013,20	22 043 018,17	24 120 120,06	24 962 313,55	26 643 081,93	27 845 202,79	26 554 231,24	25 240 184,91	24 593 457,64
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг										
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	40 084 189,77	4 645 097,27	4 131 763,57	3 533 246,16	3 347 198,31	3 314 383,27	3 110 992,01	2 790 358,22	2 561 347,21
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	25 346 744,11	3 075 370,19	2 635 512,62	2 156 915,32	2 005 034,19	1 918 243,57	1 807 661,44	1 621 355,16	1 488 286,87
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	29 464 624,82	3 848 778,35	3 298 303,39	2 699 346,25	2 509 269,36	2 400 652,23	2 207 083,32	1 931 327,52	1 729 579,61
Итого расходы по реализации	тыс.тг	94 895 558,70	11 569 245,81	10 065 579,58	8 389 507,74	7 861 501,86	7 633 279,07	7 125 736,77	6 343 040,90	5 779 213,69
Общие и административные расходы										
Административные расходы	тыс.тг	69 885 788,62	4 474 095,73	4 986 065,07	5 340 623,34	5 950 344,51	6 182 439,10	5 767 005,36	5 739 343,85	5 180 134,35
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	43 703 388,56	2 666 491,99	3 094 216,23	3 303 993,60	3 681 199,54	3 824 785,59	3 567 776,19	3 550 663,31	3 207 850,79
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	6 376 862,93	374 770,25	438 258,25	484 490,64	539 803,32	560 858,47	523 171,16	520 661,76	470 392,46

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Другие административные расходы	тыс.тг	19 805 537,13	1 432 833,49	1 453 590,59	1 552 139,11	1 729 341,66	1 796 795,03	1 676 058,01	1 668 018,78	1 501 891,10
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	5 658 241,05	575 192,37	533 555,49	469 221,52	463 647,39	462 981,57	458 902,54	392 958,24	365 450,24
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	2 370 610,98	324 627,84	271 865,20	227 456,38	208 543,73	201 077,03	183 285,60	160 385,66	143 631,66
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	3 287 630,07	250 564,53	261 690,29	241 765,14	255 103,66	261 904,54	275 616,94	232 572,58	221 818,58
Итого не производственные затраты	тыс.тг	170 439 588,37	16 618 533,90	15 585 200,14	14 199 352,60	14 275 493,76	14 278 699,73	13 351 644,67	12 475 343,00	11 324 798,28
Итого затраты	тыс.тг	505 707 601,57	38 661 552,07	39 705 320,20	39 161 666,16	40 918 575,69	42 123 902,52	39 905 875,91	37 715 527,90	35 918 255,92
Доходы (убытки)										
Производственный доход	тыс.тг	648 818 963,74	82 402 871,05	67 209 628,16	57 847 260,50	54 718 623,70	52 689 857,98	49 262 095,28	44 167 031,96	40 526 728,65
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	505 707 601,57	38 661 552,07	39 705 320,20	39 161 666,16	40 918 575,69	42 123 902,52	39 905 875,91	37 715 527,90	35 918 255,92
Операционный доход	тыс.тг	143 111 362,17	43 741 318,97	27 504 307,96	18 685 594,34	13 800 048,01	10 565 955,46	9 356 219,38	6 451 504,05	4 608 472,73
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	47 987 288,40	4 663 455,68	4 296 253,32	4 398 499,65	4 327 494,47	4 623 028,96	4 183 286,24	3 666 657,45	3 259 016,04
Балансовая прибыль	тыс.тг	95 124 073,77	39 077 863,29	23 208 054,63	14 287 094,69	9 472 553,54	5 942 926,50	5 172 933,13	2 784 846,60	1 349 456,69
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	42 345 274,91	5 050 957,90	4 755 267,75	4 830 063,39	4 481 863,53	4 278 849,41	3 606 473,50	3 065 756,63	2 578 306,26
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	100 766 087,25	38 690 361,07	22 749 040,20	13 855 530,95	9 318 184,48	6 287 106,05	5 749 745,88	3 385 747,43	2 030 166,48
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	103 042 324,83	38 690 361,07	22 749 040,20	13 855 530,95	9 318 184,48	6 287 106,05	5 749 745,88	3 385 747,43	2 030 166,48
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	20 259 145,82	7 815 572,66	4 641 610,93	2 857 418,94	1 894 510,71	1 188 585,30	1 034 586,63	556 969,32	269 891,34
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	74 864 927,96	31 262 290,63	18 566 443,71	11 429 675,76	7 578 042,83	4 754 341,20	4 138 346,51	2 227 877,28	1 079 565,35
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 799 208,30	4 878 343,38	920 864,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	69 065 719,66	26 383 947,25	17 645 578,79	11 429 675,76	7 578 042,83	4 754 341,20	4 138 346,51	2 227 877,28	1 079 565,35

Продолжение таблицы 4.2.4

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	3 626 799	3 669 373	3 220 362	3 191 779	3 068 825	2 920 914	2 813 931
Затраты на химреагенты	тыс.тг	1 599 779	1 304 129	1 148 245	1 063 177	1 028 692	977 069	863 862
Общепромысловые расходы	тыс.тг	896 610	871 592	685 533	652 837	574 658	503 943	444 763
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	286 798	278 795	274 101	261 028	245 088	230 280	218 871
Транспортные расходы	тыс.тг	1 176 802	1 143 965	999 737	952 055	893 914	839 907	798 293
Материальная помощь	тыс.тг	150 410	146 213	143 752	136 895	128 535	120 770	114 786
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	643 351	625 400	614 870	520 483	427 611	373 078	327 317
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	303 327	294 863	289 899	276 072	259 213	243 552	231 485
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	19 941	19 384	19 058	18 149	17 040	16 011	15 218
Проекты отвода земель	тыс.тг	2 614	2 541	2 499	2 379	2 234	2 099	1 995
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	9 812	9 539	9 378	8 931	8 385	7 879	7 488
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс.тг	595 360	578 748	455 203	379 305	330 703	310 723	272 611
Лабораторные исследования	тыс.тг	47 585	46 257	45 478	43 309	40 664	38 207	36 314
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	18 447	17 495	16 781	15 591	14 282	13 092	12 140
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	42 307	41 126	40 434	38 505	36 154	33 970	32 287
Обслуживание насосов	тыс.тг	48 676	47 318	46 521	44 302	41 597	39 084	37 147
Обслуживание УПГ	тыс.тг	271 144	246 296	224 189	203 176	181 551	160 302	144 635
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	4 577	4 449	4 374	4 166	3 911	3 675	3 493
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	53 572	52 078	51 201	48 759	45 781	43 015	40 884
Сертификация нефти	тыс.тг	4 385	4 262	4 191	3 991	3 747	3 521	3 346
Поверка и регулировка	тыс.тг	59 894	58 223	57 243	54 513	51 184	48 091	45 709
Содержание автодорог	тыс.тг	223 963	217 713	214 048	203 839	191 390	179 827	170 918
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	161 155	156 658	154 021	146 675	137 717	129 397	122 986
Материалы	тыс.тг	1 765 551	1 444 127	1 277 307	1 184 811	1 057 406	1 011 384	896 481
Командировочные расходы	тыс.тг	28 644	27 845	27 376	26 070	24 478	22 999	21 860
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	481 342	467 911	402 529	355 949	334 212	314 020	275 503
Расходы по страхованию	тыс.тг	365 687	355 483	349 498	332 828	312 503	293 622	279 075
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	27 284	26 523	26 076	24 833	23 316	21 907	20 822
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	275 650	253 420	256 525	205 057	159 874	150 215	205 608
Ликвидация скважин	тыс.тг	72 938	85 441	76 630	112 208	138 016	129 678	60 418
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	198 018	202 969	208 043	213 244	218 575	224 039	229 640
Затраты на ФОТ ИП	тыс.тг	7 648 233	7 029 749	6 271 643	5 258 688	5 227 250	4 352 530	4 003 557

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	12	13	14	15	16	17	18
Затраты на обучение	тыс.тг	208 815	207 352	193 649	172 579	156 418	149 076	134 573
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	21 319 469,25	19 937 235,68	17 810 391,48	16 156 183,21	15 384 926,27	13 907 876,32	12 888 015,03
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1 201 081,89	1 103 954,85	984 901,53	825 826,63	820 889,65	683 523,19	628 720,34
Налог на имущество	тыс.тг	193 167,38	163 119,89	137 752,52	116 319,80	98 202,84	82 884,71	69 931,77
Земельный налог	тыс.тг	19 145,06	19 623,68	20 114,27	20 617,13	21 132,56	21 660,87	22 202,40
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	51 034,30	49 610,28	48 775,00	46 448,68	43 612,12	40 977,22	38 946,98
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 246 379,68	1 148 186,74	1 042 794,34	940 455,97	864 522,26	772 169,93	708 003,02
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	29 723,30	26 873,22	24 332,11	21 913,55	19 254,28	16 632,96	14 680,39
Расходы на НИОКР	тыс.тг	208 814,57	207 351,56	193 648,63	172 578,67	156 418,46	149 076,20	134 572,99
Итого производственных затрат	тыс.тг	24 295 921,90	22 683 062,37	20 289 816,36	18 327 450,12	17 436 064,90	15 701 907,87	14 532 179,39
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 362 994,60	2 158 344,77	1 990 893,35	1 797 743,92	1 608 209,57	1 429 303,46	1 302 314,07
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 373 032,85	1 254 119,78	1 472 317,73	1 329 478,68	1 189 313,06	1 057 007,31	963 095,34
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 686 448,46	1 502 821,14	1 352 416,96	1 283 072,68	1 119 804,49	970 957,33	924 763,73
Итого расходы по реализации	тыс.тг	5 422 475,91	4 915 285,69	4 815 628,04	4 410 295,28	3 917 327,12	3 457 268,10	3 190 173,14
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг	5 029 175,34	4 867 430,80	3 980 762,70	3 777 805,58	3 333 065,88	2 924 763,70	2 352 733,31
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	3 109 344,51	3 003 908,02	2 522 672,51	2 390 933,64	2 179 482,50	1 981 237,65	1 618 832,50
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	455 947,71	440 486,72	369 919,36	350 601,46	319 594,71	290 524,50	237 382,18
Другие административные расходы	тыс.тг	1 463 883,12	1 423 036,06	1 088 170,83	1 036 270,48	833 988,68	653 001,55	496 518,63
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	348 386,36	332 674,55	307 291,81	273 406,74	244 816,96	226 178,04	203 577,23
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	129 276,80	115 200,62	103 671,20	91 330,13	79 708,57	69 113,51	61 437,06
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	219 109,56	217 473,93	203 620,61	182 076,61	165 108,38	157 064,53	142 140,17
Итого не производственные затраты	тыс.тг	10 800 037,61	10 115 391,04	9 103 682,55	8 461 507,60	7 495 209,96	6 608 209,85	5 746 483,68
Итого затраты	тыс.тг	35 095 959,52	32 798 453,41	29 393 498,91	26 788 957,72	24 931 274,86	22 310 117,72	20 278 663,07
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг	37 380 543,48	34 137 641,72	31 480 008,18	28 424 770,39	25 420 996,13	22 583 436,92	20 567 469,64
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	35 095 959,52	32 798 453,41	29 393 498,91	26 788 957,72	24 931 274,86	22 310 117,72	20 278 663,07
Операционный доход	тыс.тг	2 284 583,96	1 339 188,31	2 086 509,27	1 635 812,67	489 721,27	273 319,21	288 807
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	2 918 663,39	2 591 252,30	2 326 589,92	2 044 790,20	1 780 466,59	1 540 184,49	1 367 650
Балансовая прибыль	тыс.тг	-634 079,43	-1 252 063,99	-240 080,65	-408 977,53	-1 290 745,32	-1 266 865,28	-1 078 843
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 172 767,49	1 833 564,73	1 548 750,20	1 308 945,91	1 106 649,47	935 767,24	791 292
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	111 816,47	-494 376,41	537 759,07	326 866,75	-616 928,19	-662 448,03	-502 485
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	111 816,47	0,00	537 759,07	326 866,75	0,00	0,00	0
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	-634 079,43	-1 252 063,99	-240 080,65	-408 977,53	-1 290 745,32	-1 266 865,28	-1 078 843
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	-634 079,43	-1 252 063,99	-240 080,65	-408 977,53	-1 290 745,32	-1 266 865,28	-1 078 843

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	648 818 963,74	82 402 871,05	67209628,16	57847260,50	54718623,70	52689857,98	49262095,28	44167031,96	40526728,65
Итого приток средств	тыс.тг	648 818 963,74	82402871,05	67209628,16	57847260,50	54718623,70	52689857,98	49262095,28	44167031,96	40526728,65
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	505 707 601,57	38 661 552,07	39705320,20	39161666,16	40918575,69	42123902,52	39905875,91	37715527,90	35918255,92
прямые затраты	тыс.тг	284 582 446,88	16992536,29	19157885,73	20203496,26	22117178,87	23262810,36	22519006,05	21447514,55	21477921,53
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	50 685 566,32	5050481,88	4962234,34	4758817,29	4525903,06	4582392,43	4035225,19	3792670,35	3115536,11
расходы периода	тыс.тг	170 439 588,37	16618533,90	15585200,14	14199352,60	14275493,76	14278699,73	13351644,67	12475343,00	11324798,28
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	22 993 562,36	5606658,18	4577126,86	4864997,41	3617466,23	3816786,06	230052,54	280475,08	0,00
Бурение	тыс.тг	4 332 826,17	878054,43	1386307,91	425454,32	502074,62	630407,29	230052,54	280475,08	0,00
Обустройство	тыс.тг	18 660 736,19	4728603,76	3190818,95	4439543,10	3115391,61	3186378,77	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	20 259 145,82	7815572,66	4641610,93	2857418,94	1894510,71	1188585,30	1034586,63	556969,32	269891,34
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 799 208,30	4878343,38	920864,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого отток средств	тыс.тг	554 759 518,05	56962126,30	49844922,90	46884082,51	46430552,63	47129273,88	41170515,08	38552972,30	36188147,26
Поток денежной наличности	тыс.тг	94 059 445,69	25 440 744,75	17 364 705,26	10 963 177,99	8 288 071,07	5 560 584,10	8 091 580,21	5 614 059,66	4 338 581,39
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг									
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	72 851 408,38	25440744,75	15665047,59	8922058,57	6084800,93	3682795,67	4834536,64	3025957,60	2109589,07
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	67 711 787,67	25440744,75	15099743,70	8289737,61	5449541,26	3179282,01	4022945,43	2427112,92	1631033,45
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	62 796 350,68	25440744,75	14470587,71	7613318,05	4796337,43	2681608,84	3251824,61	1880137,22	1210818,44
Накопленный поток денежной наличности										
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	94 059 445,69	25440744,75	42805450,00	53768627,99	62056699,07	67617283,16	75708863,37	81322923,03	85661504,42
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	72 851 408,38	25440744,75	41105792,34	50027850,92	56112651,84	59795447,51	64629984,15	67655941,75	69765530,83
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	67 711 787,67	25440744,75	40540488,45	48830226,06	54279767,32	57459049,33	61481994,76	63909107,68	65540141,12
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	62 796 350,68	25440744,75	39911332,46	47524650,51	52320987,94	55002596,78	58254421,39	60134558,61	61345377,05

Продолжение таблицы 4.2.5

Составляющие	Ед.изм	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	2	13	14	15	16	17	18	19
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	37380543,48	34137641,72	31480008,18	28424770,39	25420996,13	22583436,92	20567469,64
Итого приток средств	тыс.тг	37380543,48	34137641,72	31480008,18	28424770,39	25420996,13	22583436,92	20567469,64
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	35095959,52	32798453,41	29393498,91	26788957,72	24931274,86	22310117,72	20278663,07
прямые затраты	тыс.тг	21319469,25	19937235,68	17810391,48	16156183,21	15384926,27	13907876,32	12888015,03
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	2976452,66	2745826,69	2479424,88	2171266,91	2051138,63	1794031,55	1644164,36
расходы периода	тыс.тг	10800037,61	10115391,04	9103682,55	8461507,60	7495209,96	6608209,85	5746483,68
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	35095959,52	32798453,41	29393498,91	26788957,72	24931274,86	22310117,72	20278663,07
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 284 583,96	1 339 188,31	2 086 509,27	1 635 812,67	489 721,27	273 319,21	288 806,57
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	1002124,19	529932,28	744840,61	526794,09	142272,38	71631,84	68282,17
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	746834,55	380680,90	515753,18	351606,85	91532,41	44422,01	40816,65
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	531321,21	259543,67	336982,90	220160,73	54925,50	25545,47	22494,15
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	87946088,38	89285276,70	91371785,97	93007598,64	93497319,91	93770639,12	94059445,69
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	70767655,01	71297587,29	72042427,90	72569221,99	72711494,37	72783126,21	72851408,38
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	66286975,67	66667656,57	67183409,75	67535016,60	67626549,01	67670971,02	67711787,67
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	61876698,26	62136241,93	62473224,83	62693385,56	62748311,06	62773856,53	62796350,68

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 - 2038 гг.

2 вариант – 2026 - 2040 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период составляет:

1 вариант – 19 297.1 млн. тенге.

2 вариант – 22 993.6 млн. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за рентабельный период составляют:

1 вариант – 404 696.2 млн. тенге.

2 вариант – 505 707.6 млн. тенге.

Накопленные дисконтированные поступления Государства за рентабельный период составляют:

1 вариант – 76 392.5 млн. тенге.

2 вариант – 90 652.1 млн. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10,85% имеет следующую величину:

1 вариант – 55 156.9 млн. тенге.

2 вариант – 72 851.4 млн. тенге.

Максимальный ЧПС достигается по второму варианту, бурение скважин приносит недропользователю дополнительный доход. Таким образом, рекомендуемым является второй вариант с максимальным ЧПС недропользователя.

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 - 2038	2026 - 2040
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	6 222	6 732
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	588,2	603,1
Проектный уровень добычи природного газа	млн.м3/год	66,1	76,8
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	6 123,2	6 455,5
Темп отбора при проектном уровне	%	1,1	1,1
Фонд скважин за весь срок разработки, в т.ч :	ед.	208	210
добывающих	ед.	162	161
нагнетательных	ед.	46	49
Ввод новых скважин из бурения	ед.	1	3
Нефтедобывающих	сквж	1	3
вертикальных	сквж	1	3
Накопленные показатели за рентабельный срок разработки			
добыча нефти	тыс. т	3 512	4 405
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	52 583	53 476
добыча нефтяного (попутного) газа	млн. м3	407	552
добыча жидкости	тыс. т	76 220	92 474
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	155 781	166 930
закачка воды	тыс. м3	75 604	89 547
закачка воды с начала разработки	тыс. м3	156 122	170 066
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,573	0,583
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97,91%	97,87%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	507 444,7	648 819,0
Капитальные затраты (без НДС)	млн. тг	19 297,1	22 993,6
в строительство скважин	млн. тг	1 129,7	4 332,8
в нефтепромысловое строительство	млн. тг	18 167,3	18 660,7
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	млн. тг	404 696,2	505 707,6
производственные расходы	млн. тг	228 155,5	284 582,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	41 563,6	50 685,6
непроизводственные расходы	млн. тг	134 977,1	170 439,6
Эксплуатационные затраты с учетом амортизации(для налогообложения)	млн. тг	442 279,8	548 052,9
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	143 850,6	142 201,3
- Поток денежной наличности	млн. тг	63 775,2	94 059,4
- Поступления Государству	млн. тг	106 709,3	135 053,7
Чистые дисконтированные поступления			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	55 156,9	72 851,4
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	52 836,7	67 711,8
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	50 495,9	62 796,4
- бюджета Государства			
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	млн. тг	76 392,5	90 652,1
при ставке дисконта в 15%	млн. тг	69 593,9	81 308,0
при ставке дисконта в 20%	млн. тг	63 327,5	72 913,6
Индекс доходности (PI)			
при 0% дисконта	ед.	4,305	5,091
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	ед.	4,412	4,801
при ставке дисконта в 15%	ед.	4,464	4,749
при ставке дисконта в 20%	ед.	4,528	4,711

6. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутри скважинного оборудования

Выбор рационального способа подъема жидкости из скважины, необходимого оборудования и режима его работы, с целью обеспечения проектной добычи месторождения исходит из геолого-физической характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

В настоящее время добыча нефти на месторождении Акшабулак Центральный осуществляется фонтанным и механизированными способами.

При механизированной эксплуатации скважины эксплуатируются при помощи установок штанговых глубинных насосов (УШГН) и установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

По состоянию на 01.01.2026г. весь пробуренный фонд скважин составляет 170 ед. В эксплуатационном фонде добывающих скважин числится скважины - 116 ед., из них действующий фонд скважин составляет 116 ед., их них 3 скважин эксплуатируются фонтанным способом, 113 скважин эксплуатируются механизированными способами эксплуатации. В наблюдательном фонде числится 44 скважин, в консервации 3 скважины, всего ликвидировано 7 скважин.

В эксплуатационном фонде нагнетательных скважин числится скважины - 38 ед., из них действующий фонд составляет 38 скважины.

В таблице 6.1.1 приведены технологические показатели эксплуатации скважин согласно рекомендуемого варианта разработки.

Согласно таблице 6.1.1 для рекомендуемого варианта запланирован ввод из бурения 3 добывающих скважин. Скважины добывающего фонда планируется эксплуатировать фонтанным и механизированными способами.

Таблица 6.1.1 - Показатели эксплуатации скважин по месторождению Акшабулак Центральный

Способ эксплуатации	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Фонтан, Механизированная	Ввод скважин	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Средний эксплуатационный фонд	129	133	136	145	140	124	120	116	110	103	98	90	81	74	70
	Дебит по жидкости, т/сут:															
	максимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	минимальный	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	средний	121,5	124,6	122,9	121,7	116,8	117,3	119,8	123,3	128,9	134,0	137,8	140,7	141,5	140,5	139,0
	Средняя обводненность, %	88,6	91,2	92,8	93,6	94,0	94,7	95,4	96,0	96,4	96,8	97,1	97,4	97,6	97,7	97,9

6.1.1 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.

6.1.2 Условия фонтанирования скважин

Фонтанирование скважин на месторождении Акшабулак Центральный должно быть обусловлено 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.

Решая вопрос выбора способа добычи нефти, необходимо отметить, что фонтанный способ является наиболее простым и зачастую самым бюджетным способом эксплуатации скважин.

Минимальные забойные давления фонтанирования определяются условиями и показателями варианта разработки, технологическими особенностями системы сбора и подготовки добываемых углеводородов.

Определение и установление оптимальных режимов работы добывающих скважин основывается на согласовании работы пласта и подъёмника, определяемое в результате расчёта гидродинамического движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. В данной работе используется графоаналитический метод, в котором на основе кривых изменения давления $P=f(H)$ в колонне НКТ, строятся характеристические кривые работы подъёмника (изменение давления на забое скважины при фиксированных устьевых давлениях с учётом характеристики пласта, ствола и флюида) и затем строятся графики притока.

При эксплуатации скважин с забойным давлением выше давления насыщения среднее значение газового фактора должно оставаться постоянным на ранних стадиях разработки месторождения. Для этих условий на рисунках 6.1.1 - 6.1.5 приведены графики работы I, II, III, IV, V Объектов разработки и подъёмника диаметром соответственно 73 мм, по которым можно выбрать режим эксплуатации скважин в зависимости от устьевого давления.

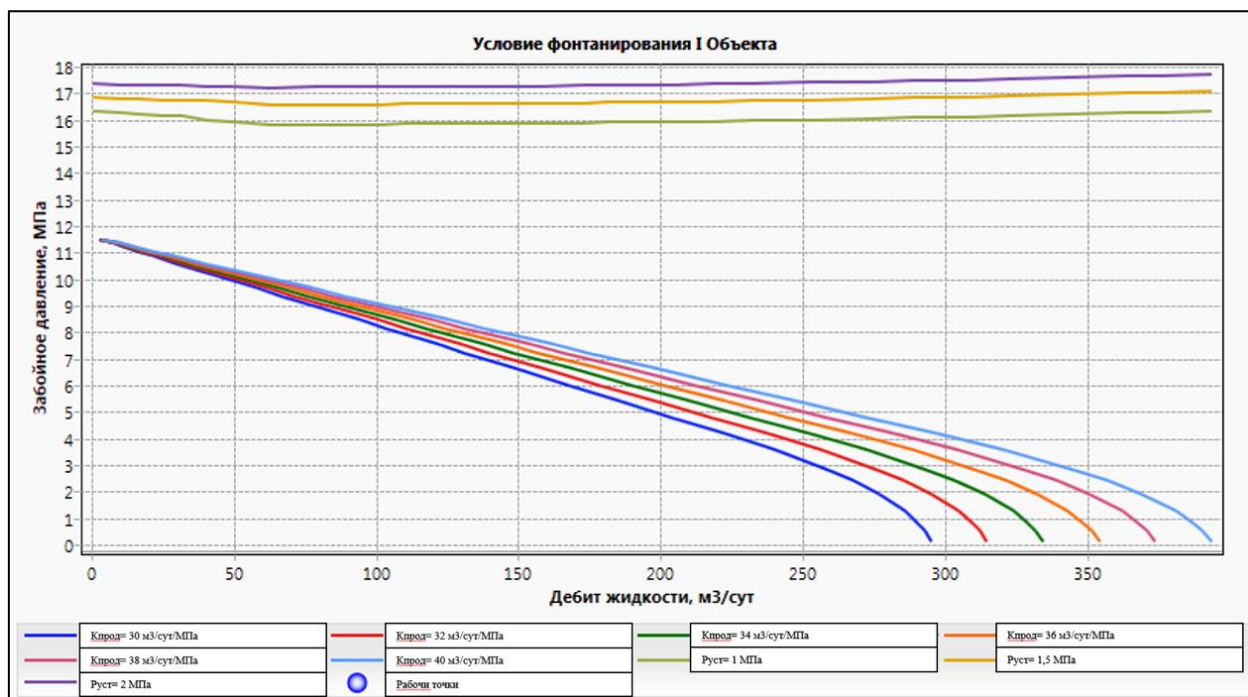


Рис. 6.1.1 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (I объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.1), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины I Объекта механизированными способами.

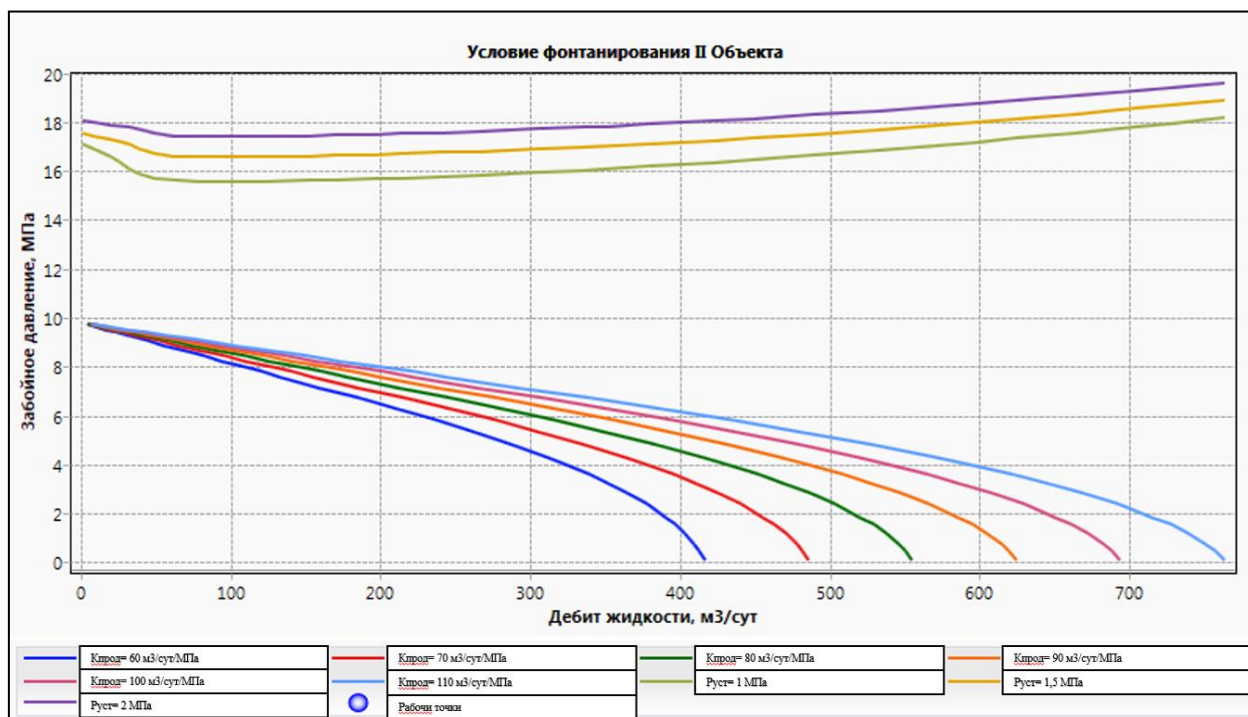


Рис. 6.1.2 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (II объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.2), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины II Объекта механизированными способами.

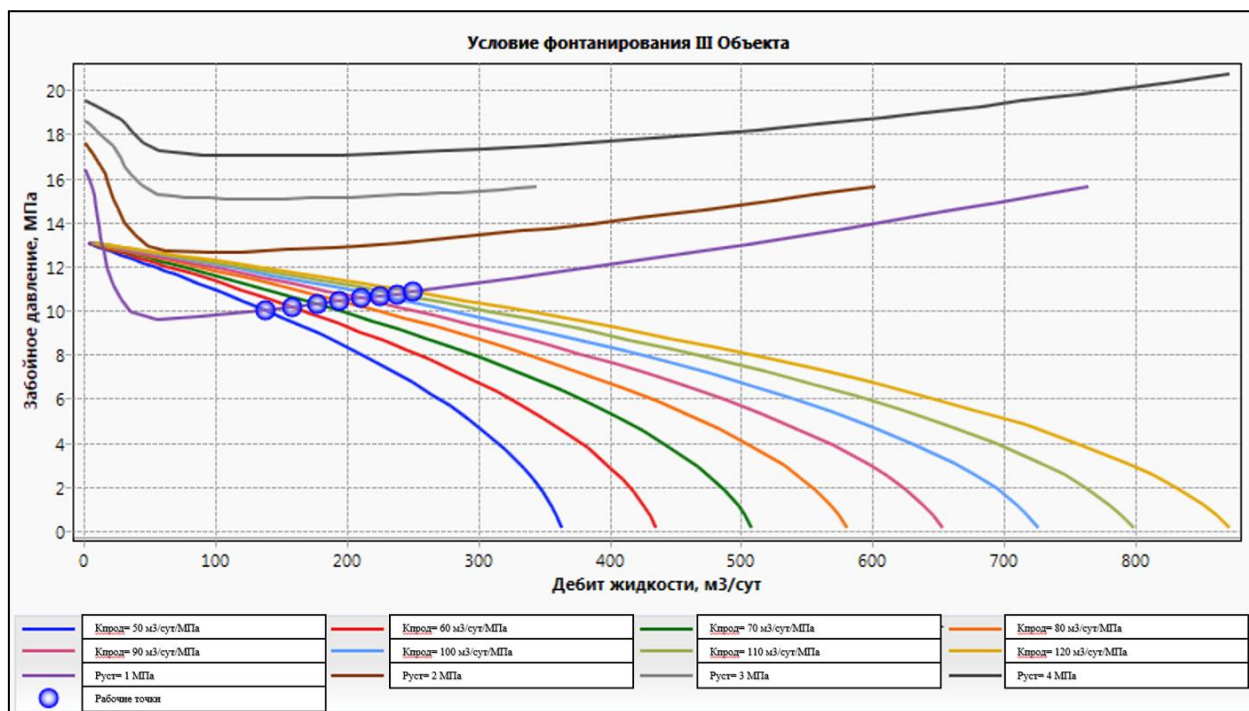


Рис. 6.1.3 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (III объект)

Согласование работы III Объекта и подъёмника с внутренним диаметром 62 мм (рисунок 6.1.3) условие фонтанирования возможно при $P_y = 1$ МПа, с $P_{заб}$ от 10 до 11 МПа, при Коэффициенте продуктивности пласта от 50 до 120 м³/сут/МПа.

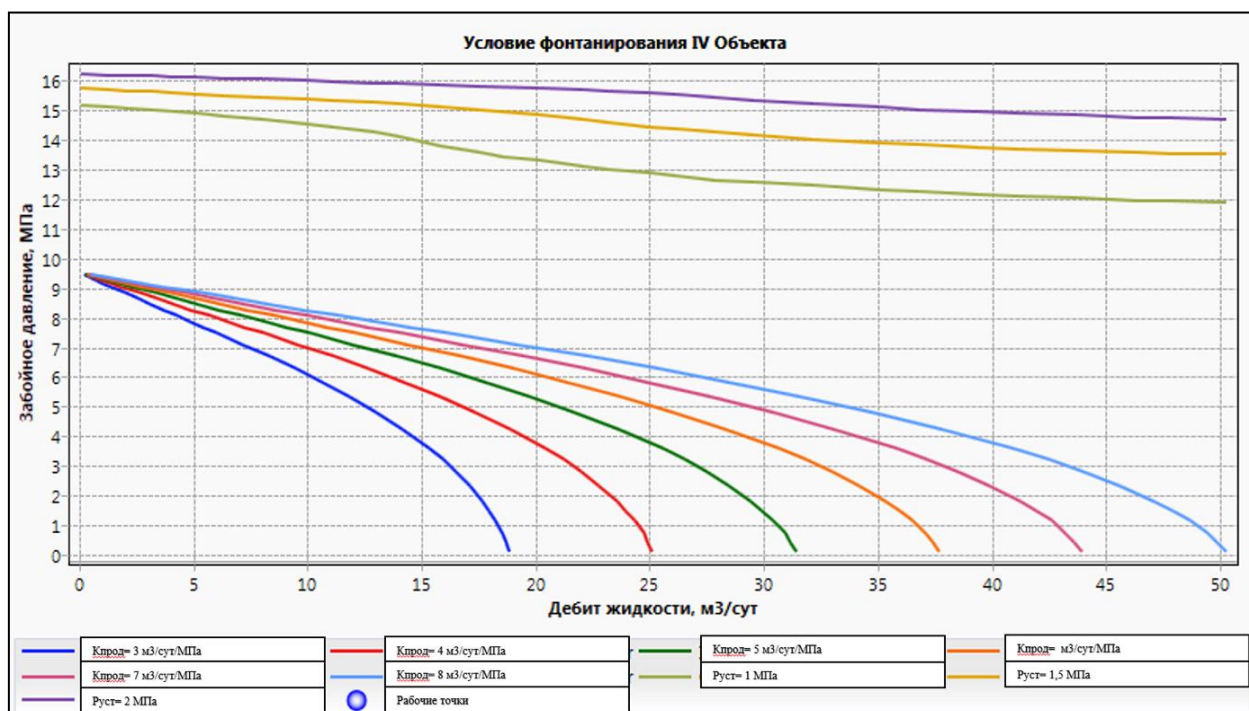


Рис. 6.1.4 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (IV объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.4), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины IV Объекта механизированными

способами.

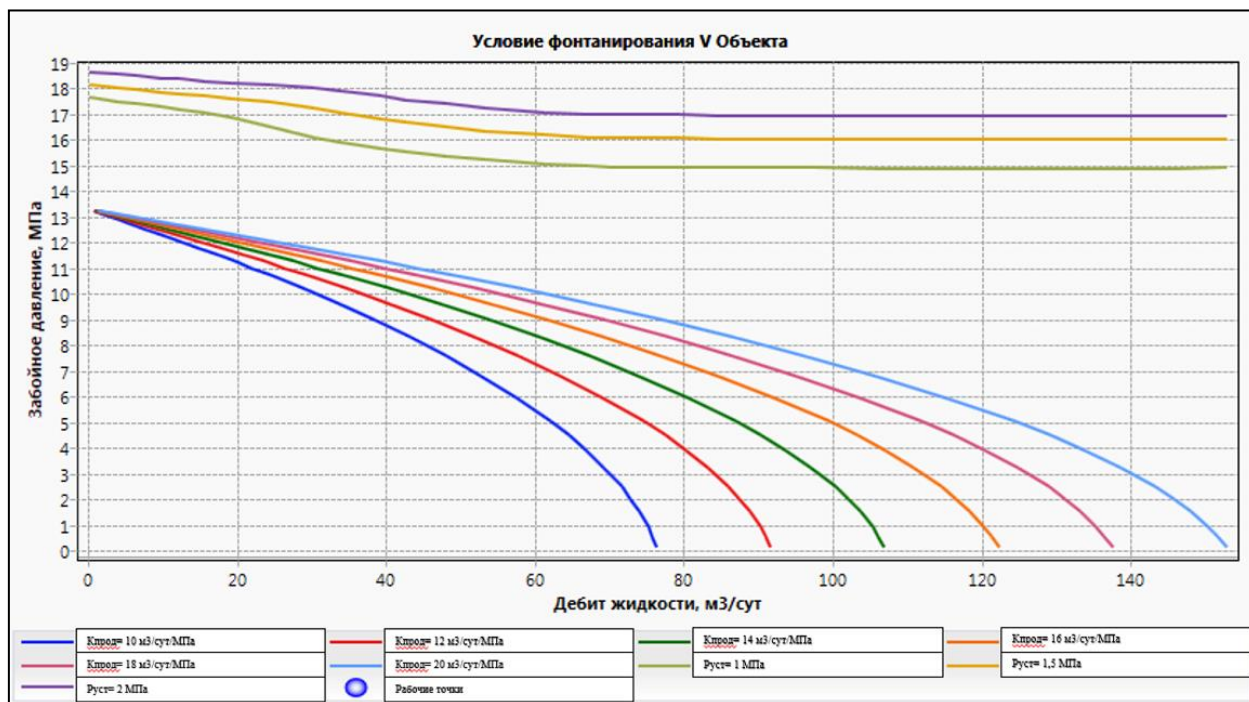


Рис. 6.1.5 – Зависимость забойного давления от дебита скважины при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности (V объект)

Как видно из графика (рисунок 6.1.5), условие фонтанирования при различных устьевых давлениях и коэффициента продуктивности осуществляться не может. В связи с этим рекомендуется эксплуатировать скважины V Объекта механизированными способами.

Результаты, приведенные выше, были получены с помощью динамической модели ствола, построенной на основе собранной информации до настоящего времени. При получении дополнительных данных (из скважинных исследований, анализа PVT и т.д.) будет выполняться дальнейшее моделирование, по результатам которого могут быть обновлены рекомендации ПР в области техники и технологии эксплуатации скважин.

В зависимости от соотношений устьевых и забойных давлений, дебитов, газового фактора и пр. в скважинах будут устанавливаться необходимые технологические режимы путем переключения их на соответствующее давление на устье (с использованием штуцеров различных диаметров).

6.1.3 Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Обоснование выбора устьевого оборудования.

Оборудование устья фонтанных нефтяных скважин должно состоять из колонной головки, фонтанной арматуры и системы управления.

Колонная головка служит для обвязки обсадных колонн между собой и герметизации межколонного пространства.

Фонтанная арматура предназначена для герметизации фонтанных скважин, контроля и регулирования режима их эксплуатации. Через фонтанную арматуру осуществляются технологические операции и спуск скважинного оборудования, инструментов и приборов.

Фонтанная арматура выбирается (по условиям принятого варианта разработки и условиям эксплуатации месторождения) крестового типа на рабочее давление 21 МПа (3000 PSI по АНИ) типа АФ6аА21-65/50Х140К1 по ГОСТ 13846-89 или соответствующая ей по классификации АНИ, для холодной климатической зоны, которая обеспечивает возможность соединения скважинного предохранительного устройства с системой управления им.

Фонтанная арматура включает трубную головку, фонтанную ёлку с двумя стволовыми запорными устройствами, одна ручного, другая пневматического управления, а также с двумя задвижками на каждом боковом отводе, три из которых с ручным и одна с пневматическим закрытием, работающих в режиме автоматического управления. Боковые отводы фонтанной ёлки оборудованы штуцеродержателями постоянного сечения и нагнетательными фланцами. Размер трубы и номинальное значение давления выше и ниже штуцера одинаковы.

Компоновка устья скважины должна включать также следующее оборудование:

- панели управления (для автоматического закрытия клапана отводящих линий, главного и предохранительного клапанов), которые управляют всеми приводами трёх запорных устройств, с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах. Панели оборудованы гидравлическим контуром, управляющим предохранительными клапанами, в то время как главные и клапаны на боковых отводах управляются пневматически;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, во избежание затвердевания парафиновых осадков.

Обоснование выбора внутрискважинного оборудования.

Всё оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из материала в соответствии с условиями работы скважин, в составе продукции которых содержится углекислый газ и сероводород. При переводе скважин с фонтанной на механизированный способ добычи, это будет связано с увеличением обводненности продукции скважин, применяемые подъемные трубы (НКТ) можно использовать и в дальнейшем с соответствующим внутрискважинным оборудованием.

Выбор внутрискважинного оборудования

Рассчитать газожидкостный (фонтанный) подъёмник — это значит выбрать его диаметр, длину и оптимальный режим работы, соответствующий промысловым условиям. Для таких расчётов используется графический метод, в основе которого лежат кривые изменения давления по колонне НКТ, $P=f(H)$ для труб различного диаметра, при различных дебитах.

По полученным зависимостям $P=f(H)$ строятся характеристические кривые работы подъёмника, т.е. изменение забойного давления (на башмаке подъёмника) от дебита при фиксированных значениях устьевых давлений.

Основным критерием при выборе компоновки НКТ и режима работы скважины является достижение минимальных потерь давления при движении флюида по колонне НКТ, т.е. перепад давления по длине подъёмника должен быть минимальным, а его пропускная способность и соответственно добыча максимально возможной.

В настоящее время для промысловых расчётов используются программы для персональных ЭВМ, в основу которых заложены корреляции для гидродинамического расчёта движения газожидкостной смеси в колонне подъёмных труб.

Для расчёта фонтанного подъёмника в данной работе использована программа «Pipesim» с корреляцией «Hagedorn & Brown (1963) oil» для нефтяной залежи.

На рисунке 6.1.6 приведены кривые работы подъёмников с наружным диаметром 60 мм, 73 мм, 89 мм, в зависимости от дебита скважины, которые наглядно характеризуют пропускную способность фонтанных труб, применительно к газонефтяной смеси месторождения Акшабулак Центральный. Кривые показывают, что с ростом скорости смеси (с увеличением дебита) гидравлические потери увеличиваются.

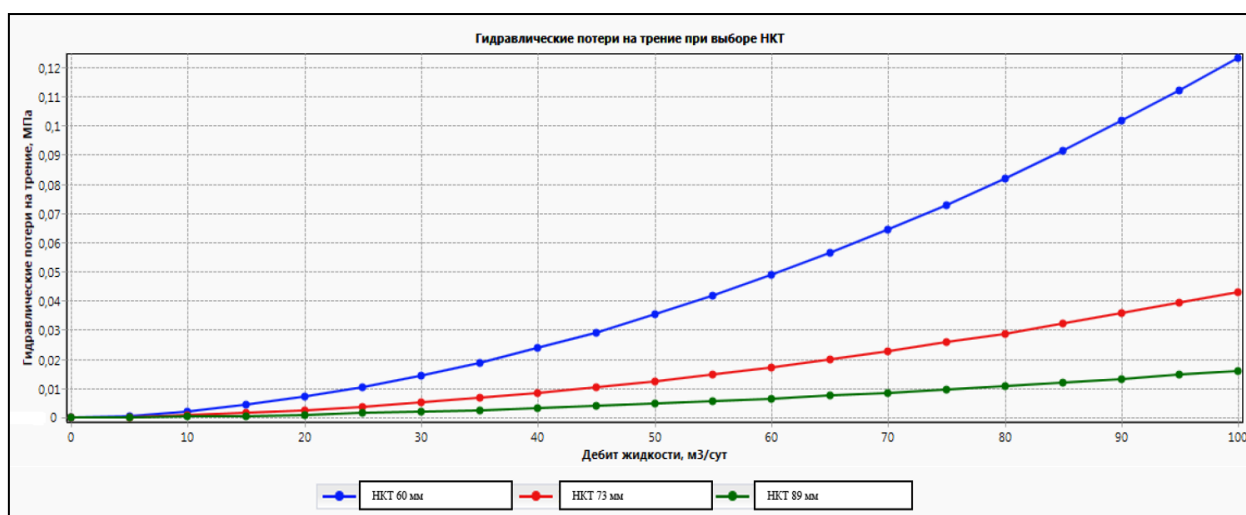


Рис. 6.1.6 - Зависимость гидравлического потерь давления на трение от дебита скважины

По расчету при спуске насосно-компрессорных труб до заданной глубины, согласно технологическим условиям эксплуатации на нефтедобывающих скважинах месторождения Акшабулак Центральный наиболее удовлетворяет компоновка подъёмника с условным

диаметром 73 мм, т.к. является более эффективной, позволяя пропускать значительные объёмы жидкости с минимальными потерями давления. Компоновка НКТ диаметром 73 мм по стоимости обходится дешевле компоновки НКТ диаметром 89 мм, наиболее рекомендуемый вариант- это применение НКТ диаметром 73 мм.

Однако для каждой конкретной скважины (особенно при обводнённой продукции) спуск колонны НКТ большого диаметра обуславливается рентабельностью, если это не определяется другими более приоритетными факторами (необходимость спуска через колонну НКТ оборудования и приборов большого диаметра, и т.п.).

Выбор компоновок лифтовой колонны (размер и длина секций) основаны на том, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут производиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб приближенным к интервалам перфорации (≈ 50 м), обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Условия эксплуатации на месторождении Акшабулак Центральный накладывают определённые условия при выборе подземного оборудования.

Потенциальная опасность, связанная высокими рабочими давлениями, требует установки скважинной системы безопасности безотказного типа. Эта система должна эффективно действовать при возникновении аварийной ситуации, например, такой как полное уничтожение фонтанной арматуры и устья скважины.

Рекомендованные конструкции эксплуатационных колонн диаметром 168мм с диаметром подъемных труб 73 мм позволяют оборудовать их клапаном-отсекателем наружным диаметром 117,48мм (внутренний диаметр 60,43мм) на рабочее давление 25 МПа. Наиболее надежными являются трубные, съёмные, механические. Над пакером располагается разъединитель колонны с замком, позволяющий осуществить отсоединение или соединение НКТ и пакера. Надпакерное кольцевое пространство заполняется

жидкостью, обработанной ингибитором коррозии, поглотителем кислорода и антибактериальным средством. Под пакером устанавливается хвостовик с воронкой для посадки в ней измерительных приборов и пробки с помощью канатной техники.

Скважины, прекратившие фонтанирование, планируется переводить на механизированный способ эксплуатации.

6.1.4 Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин

Скважины, прекратившие фонтанирование, переходят на механизированную добычу. При механизированной добыче предлагается использование установок плунжерного штангового насоса (УПШН) и установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), хорошо зарекомендовавший себя на месторождении.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УПШН

УПШН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в малодебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{\text{ж}} \leq 25 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 1800 м). Преимуществам УПШН 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 УПШН характеризуется многообразием типоразмеров. КПД установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УПШН 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 УПШН 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

На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. 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.

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.

При эксплуатации УШГН рекомендуется применение станков-качалок типа СК-6, СКДР-6, 6СК-6, СКД-6 грузоподъемностью 6 тонн и 6СК-4 грузоподъемностью 4 тонны.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность рекомендуются скважинные насосы вставного и не вставного (трубного) исполнения диаметрами 38, 44, 57, 70 мм. Насосы спускаются в скважину (140, 168 мм эксплуатационные колонны) на колонне НКТ диаметром 73 мм.

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 колонна штанг диаметром 19 и 22 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.

Технические характеристики действующего фонда скважин, оборудованных УЭЦН

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование предназначено для герметизации затрубного пространства, внутренней полости НКТ, отвода продукции скважины, подвешивания колонны НКТ,

герметичный ввод электро-кабеля к ГНО, 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 6.1.7 представлена устьевая арматура без внесенных устьевого патрубка с отборником проб, клапана перепускного и трубной подвески.

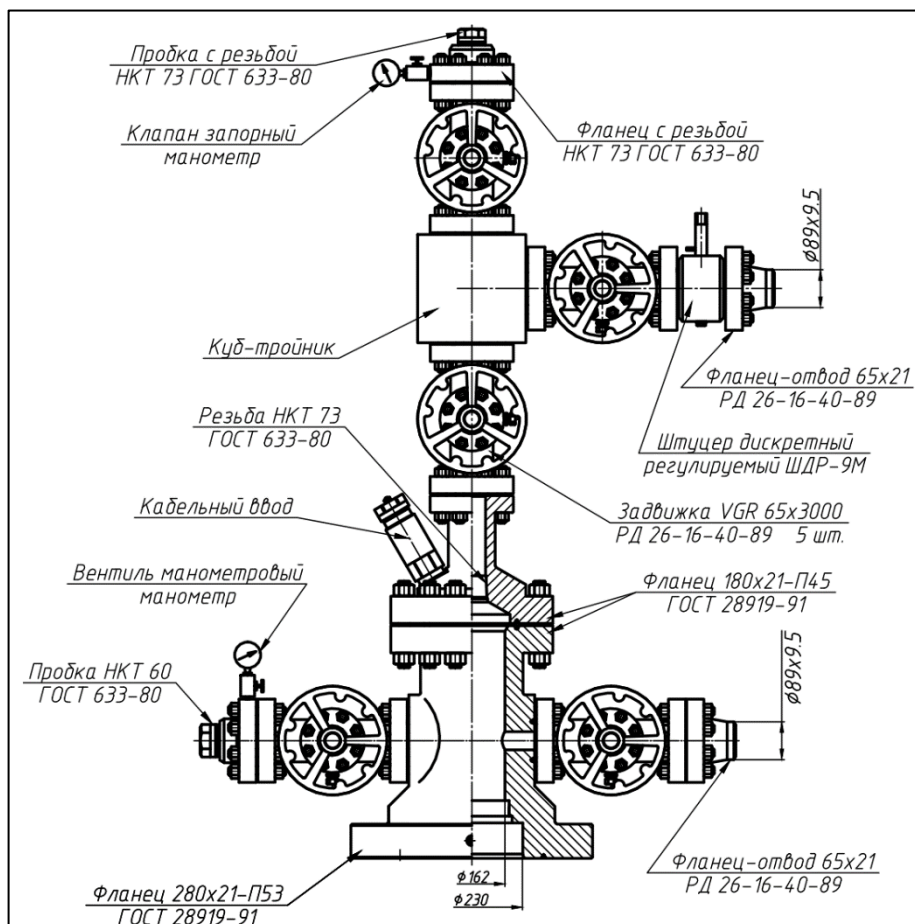


Рис. 6.1.7 – Устьевая арматура УЭЦН

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.

Проекция скважины поступает через боковое отверстие трубной подвески, а сброс давления из затрубного пространства производится через встроенный в корпус трубной подвески перепускной клапан.

Наземное оборудование электроцентробежных установок представлено автоматическими станциями управления типа Электон-05 и Триол АК06 с частотно-регулируемыми приводами с обратной связью с ГНО посредством комплектной погружной телеметрии (станции имеют множество настроек для работы с УЭЦН и графическую панель

отображения информации), масляным повышающим трансформатором для УЭЦН (типа ТМПН), газоотделительной электро-коробкой, площадкой и линиями электро-кабелей.

Внутрискважинное оборудование

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Установленное подземное оборудование включает в себя:

- погружной, секционный, многоступенчатый электроцентробежный насос (ЭЦН);
- газостабилизирующее устройство газосепаратор, диспергатор (или объединенный вариант);
- гидрозащиту предназначенную для предохранения электродвигателя от проникновения в него пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя с затрубным;
- погружной электродвигатель (ПЭД) с погружным датчиком телеметрии;
- обратный и сливной клапаны (на НКТ);
- погружной электро-кабель (трехфазный в оплетке из оцинкованной или коррозионностойкой стали)

Выбранное и установленное механизированное оборудование позволяет обеспечивать:

- надежную и безаварийную работу скважин;
- устанавливать необходимый режим и вести заданный отбор продукции;
- высокий коэффициент полезного действия и межремонтный период работы оборудования;
- возможность осуществления контроля и регулирования процесса разработки и режима работы скважин.

В целом условия для эксплуатации УЭЦН на месторождении Акшабулак Центральный являются благоприятными – низкая вязкость флюида, невысокие температуры и концентрация агрессивных компонентов, не большая глубина пластов и оптимальные размеры э/к. Указанные факторы сказываются на наработке УЭЦН, которая продолжает расти.

Система сбора и подготовки нефти и газа на месторождении Акшабулак Центральный осуществляется на групповой установке ГУ-2 месторождения Акшабулак. Объект ГУ-2 находится в консервации. После замера газожидкостная смесь по общему сборному коллектору Ø300 мм протяженностью 3160 м поступает на ЦППН Акшабулак, где далее происходит разделение смеси и подготовка нефти до товарного качества.

Существующая система сбора и подготовки скважинной продукции

По состоянию на 01.01.2026 год фонд добывающих скважин составляет 116 единиц: из них 3-фонт, 113- мех способ.

Газожидкостная смесь с добывающих скважин по выкидным линиям поступает в автоматизированные групповые замерные установки марки «ОЗНА-МАССОМЕР 400-14» для замера дебита скважинной продукции. После замера газожидкостная смесь по трубопроводу Ø219х6 мм поступает на ЦППН Акшабулак (Цех подготовки и перекачки нефти).

Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) предназначен для сбора и подготовки добываемой нефти со скважин до товарного качества, с последующей транспортировкой и перекачкой по магистральному нефтепроводу (МН) «Акшабулак-Кумколь» на головную нефтеперекачивающую станцию (ГНПС) «Кумколь».

ЦППН Акшабулак

На ЦППН (Цех подготовки и перекачки нефти) поступает продукция со скважин эксплуатационного фонда месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Восточный, Акшабулак Южный, Нуралы и Аксай.

Сбор добываемой нефтегазовой жидкости со скважин месторождения, осуществляется по основному манифольду 5" и АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101. К входному АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101 подключен манифольд 4" и групповая установка ГУ-1, ГУ-6, перекачка нефтегазовой жидкости до входного АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101, осуществляется по подземному коллектору Ø150х4,5 мм. К входному АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101 подключены групповые установки ГУ-2, АГЗУ-3/4/5/7, перекачка нефтегазовой жидкости от автоматизированных групповых замерных установок до входного манифольда 5" осуществляется по подземному коллектору Ø200х8 мм, и от групповой установки ГУ-2 осуществляется по подземному коллектору Ø150х4,5 мм. Для обеспечения регламентированного времени отстоя нефти в сепараторах, перед входом скважинной продукции на ЦППН, дополнительно предусмотрен предварительный сброс пластовой воды на УПСВ.

Сбор нефтегазовой жидкости со скважин по АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101 осуществляется следующим образом:

Нефтегазовая жидкость из добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям Ø89x4,5 мм под давлением Р-0,1-0,12 МПа и температурой t-20-40°C напрямую поступает в АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101. Нефтегазовая эмульсия из добывающих скважин по индивидуальным выкидным поступает по выкидным линиям Ø114x7 мм на манифольд 4", а затем по трубопроводу Ø159x4,5 мм поступает на УПСВ, но при необходимости можно перенаправить на ЦППН.

Добытая нефтегазовая эмульсия из добывающих скважин по индивидуальным выкидным Ø 114x7 мм поступает на ГУ- 1, в которой производится по скважинный замер дебитных характеристик, а затем подогрев дегазированной нефтяной жидкости поступает на УПСВ. Поток нефтегазовой жидкости из ГУ-1 объединившись с поступающий жидкостью со скважин, подключенных напрямую к манифольду 4" затем жидкость через АГЗУ «ОЗНА Массомер» SK-0101 поступает на УПСВ в трехфазный сепаратор I-й ступени С-1 (Р-6 -0,9 МПа, объемом 200 м³).

В трехфазном сепараторе I-й ступени V-3101 производится разделение газожидкостной смеси на газ, нефть, пластовую воду. На входе трехфазного сепаратора с установки дозирования хим. реагента, для улучшения процесса водоотделения производится подача деэмульгатора с удельным расходом 80 г/т. Дренаж водонефтяной жидкости из трехфазного сепаратора I-й ступени V-3101, производится в одну из дренажных емкостей ЕП-63, ЕП-75. Откачка из дренажных емкостей осуществляется погружными насосами марки «TAPFLO VAB 160/3», (производительностью-150 м³/ч, напор-50,2 м), по трубопроводу Ø219x8 мм в отстойники воды ОВ-1/2 установки подготовки пластовой воды (УППВ). Перед отстойниками воды ОВ-1/2 (УППВ) технологическая линия сточной воды разветвляется, и по трубопроводу Ø219x8 мм основная часть сточной воды направляется в резервуары временного хранения сточной воды на УПСВ (РВС-1/2 2000 м³).

Часть газа из трехфазного сепаратора I-й ступени V-3101, направляется на узел регулирования откуда подается на вход компрессоров высокого давления ЦПиТГ (цех подготовки и транспортировки газа), который установлен в месте подключения газопроводов от ЦППН к ЦПиТГ. Технологически неизбежное сжигание газа осуществляется на факеле высокого давления (ВД) F-4720. Аварийный сброс газа на факел высокого давления производится через предохранительные клапана, установленные на сепараторе V-3101 на факел F-4720 для сжигания.

Далее нефтегазовая эмульсия из трехфазного сепаратора I-й ступени V-3101 проходит через теплообменник Е-3102, где нагревается до температуры 70°C и поступает в

трехфазный сепаратор II-й ступени V-3102 объемом 80 м^3 (Рраб- 0,3 МПа). Из трехфазного сепаратора II-й ступени V-3102 вода сбрасывается в одну из дренажных ёмкостей: ЕП-63, ЕП-75, разделенный газ со II-й ступени сепарации через узел регулирования газа подается на вход компрессоров низкого давления ЦПиТГ. Из трехфазного сепаратора II-й ступени V-3102 нефтяная эмульсия поступает в дегазатор V-3120, где происходит окончательное отделение газа от нефти и через трансферные насосы (Р-3120 А,В,С) перекачивается на резервуары РВС-5000.

После определения анализа, товарная нефть откачивается подпорными насосами Р-3202А/В и Р- 101А/В/С/Д/Е, которые обеспечивают подачу товарной нефти на вход магистральных насосов Р-3201А/В (производительностью $45 \text{ м}^3/\text{ч}$ каждый) и Р-201А/В/С (производительностью $220 \text{ м}^3/\text{ч}$ каждый).

После магистральных насосов Р-201А/В/С и Р 3201А/В установлены камеры запуска очистных устройств V-3303 и V-3305 ($\varnothing 200 \text{ мм}$, максимальное рабочее давление Рраб-10 МПа), которые предназначены для запуска очистных устройств в МН «Акшабулак-Кумколь» $219,1 \times 7 \text{ мм}$. В конечной точке МН установлены камеры приема очистного устройства V-3304/06.

Нефтяной поток после замера в узле учета Z-3201А/В, перекачивается по магистральному нефтепроводу «Акшабулак-Кумколь», на узел сдачи товарной нефти месторождения Кумколь, где установлены камера приёма очистных устройств, теплообменник и бустерные насосы Р-3320 А,В,С. Для контроля качества сдаваемой товарной нефти на обеих линиях магистральной нефти имеются автоматические пробоотборники нефти.

Содержание пластовой воды в товарных резервуарах согласно СТ РК 1347- 2024 **Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий** варьируется от 0,5 до 1,0%.

Схема сбора, подготовки и транспортировки нефти месторождения Акшабулак представлена на рисунке 6.3.2.

Схема сбора, подготовки и транспортировки нефти на м/р "Акшабулак"

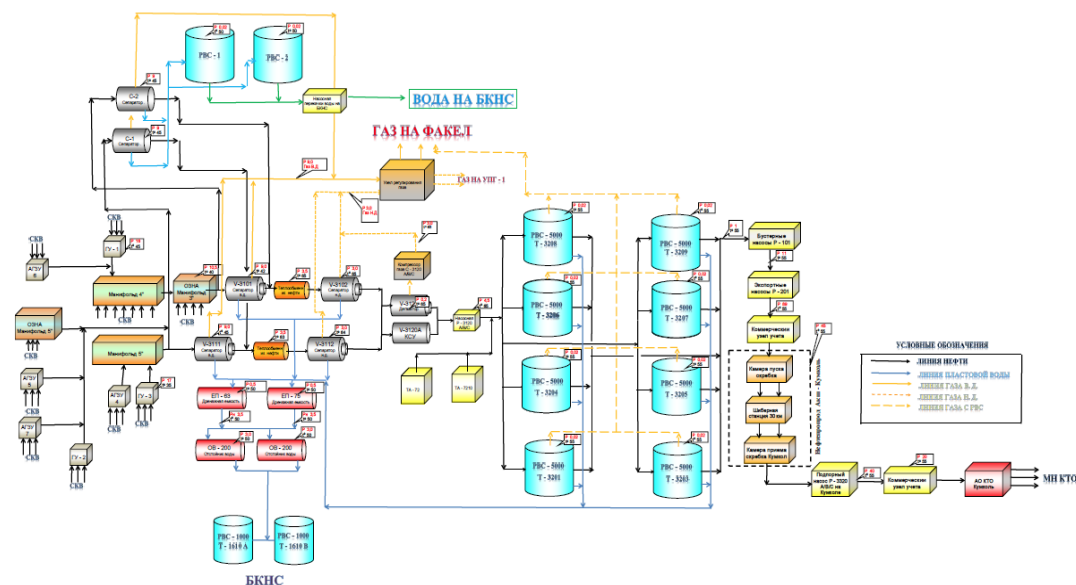


Рисунок 0.1 – Схема сбора, подготовки транспортировки нефти месторождения Акшабулак

Общая производительность ЦППН по нефти составляет - 3,0 млн. т /год. Производительность ЦППН позволяет достичь прогнозных показателей по жидкости с большим запасом.

Технологические потери нефти и газа

Норматив технологических потерь нефти по месторождению Акшабулак Центральный составляет -0,0789 %, по газу – 0,050 %, куда входят:

По нефти:

- Потери нефти от утечек паровой фазы через уплотнения насосов, фланцевые соединения, сальниковые уплотнения запорной арматуры;
- Потери от уноса капельной нефти потоками сточных вод в процессе подготовки нефти до товарного качества;
- Потери от испарения нефти.

По газу:

- Потери газа от утечек через неплотности соединений и уплотнений;
- Потери газа из линейных частей газопроводов.

В проектный период 2026-2046 годы ожидается ввод из бурения добывающих скважин в кол-ве 2-единиц №497 (2026 год), №518, №522 (2027 год). Рекомендуется подземная прокладка выкидных трубопроводов, ниже глубины промерзания грунта. Выкидные трубопроводы проектных добывающих скважин будет подключаться к существующей АГЗУ.

В таблице 6.3.2 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный.

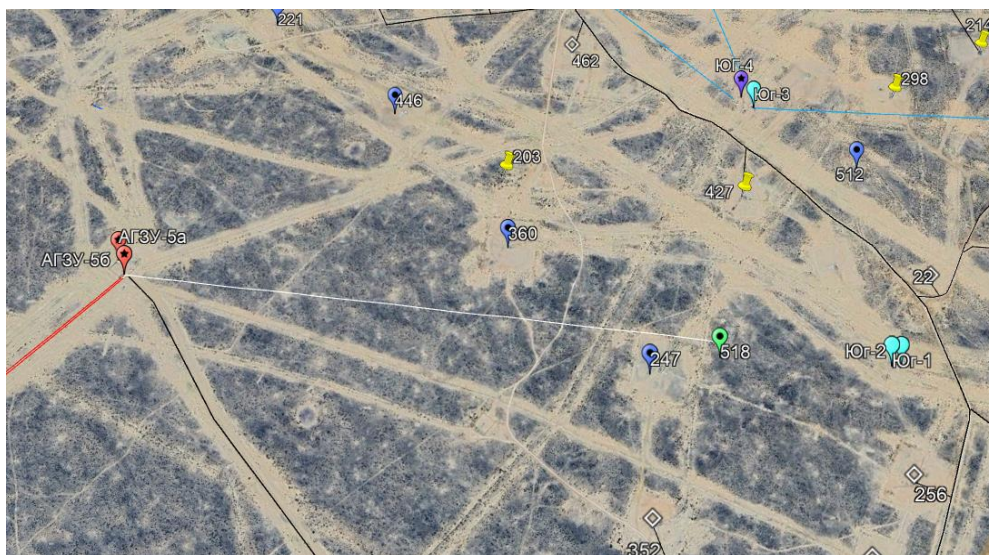
Таблица 0.1 — Технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный.

№	№ АГЗУ	№ скважин	Год ввода	Диаметр и толщина стенок трубопровода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материальное исполнение трубопровода
1	3Б	497	2026	114х7	1255	стеклопластик
2	5Б	518	2027	114х7	1240	стеклопластик
3	3Б	522	2027	114х7	2400	стеклопластик

Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный представлена приведена на рис 6.3.3.



Рисунок 0.2 а - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный



- проектная скважина

Рисунок 0.3 б - Схема расположения проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный

6.3 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 «Закона о недрах и недропользовании...» Недропользователь должен разрабатывать Программу развития переработки попутного газа, которая подлежит обновлению каждые три года.

В настоящее время утилизация газа осуществляется по утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» на 2025-2027 г. на 2026 год (Протокол №11/3 МЭ РК от 25.07.25 г.).

Технологически неизбежное сжигание сырого газа по месторождению на период с 01.01.2026-31.12.2026гг. составляет $V_v-3,347$ млн. m^3 , в том числе по категории V_6-0 млн m^3 , по категории $V_7-1,018$ млн m^3 , по категории $V_8-2,329$ млн m^3 и $V_9-0,0$ млн m^3 , при добыче газа 81,041 млн m^3 (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ40VPC00027475 от 07.10.2025г.).

В рамках данной Программы, большая часть сырого газа месторождения Акшабулак Центральный, поступает на УПГ–1/2, для получения товарной продукции. Сырой газ на месторождениях ТОО СП «Казгермунай» используется по следующим направлениям:

1. Для получения товарного газа, (потребитель –АО «НК «QazaqGaz»);
2. Для получения сжиженного нефтяного газа;
3. На собственные технологические нужды (печь подогрева, подогрев теплоносителя, котельная и т.д.).

Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа указана на рисунке 6.4.1.

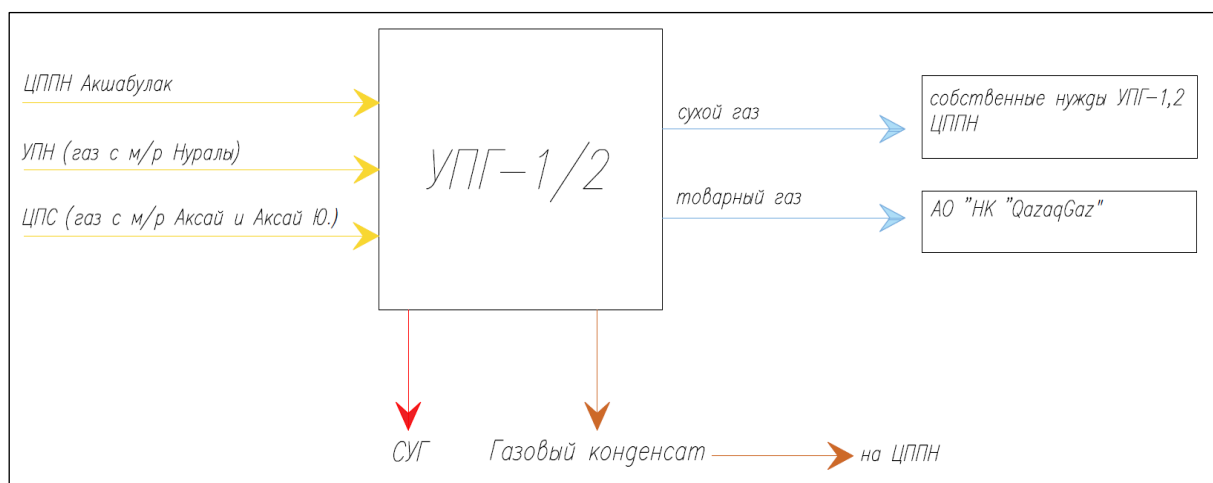


Рисунок 0.4 - Схема сбора сырого газа и использования вырабатываемого товарного газа

Баланс добычи и распределения нефтяного газа месторождения Акшабулак Центральный приведены в таблице 6.4.1 и 6.4.2.

Таблица 0.2 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Центральный (1 - вариант)

Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы в сутки	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
Добыча газа						67,442	55,404	44,736	39,349	35,945	31,281	26,765	23,402	20,921	18,538	16,470
тех потери						0,034	0,028	0,022	0,020	0,018	0,016	0,013	0,012	0,010	0,009	0,008
Объем технологически неизбежного сжигания газа (Vv), в т.ч.:						4,658	3,998	3,410	3,118	2,932	2,676	2,428	2,245	2,109	1,978	1,865
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)						1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021
Факел "F-4720 (В.Д)" (На пилот)		2	3,2	24	365	0,0561	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
Факел "F-4720» Продув.газ		1	52,56	24	365	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462
Факел "F-4702 (н.Д)" (На пилот)		2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
Факел "F-4702 Продув.газ		1	50,868	24	365	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447
Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)						3,640	2,980	2,389	2,100	1,914	1,658	1,407	1,227	1,091	0,960	0,844
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Центральный						62,750	51,378	41,304	36,211	32,995	28,589	24,324	21,146	18,801	16,550	14,596
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Южный						15,772	11,822	9,822	10,162	11,114	10,321	10,611	10,890	10,016	9,223	8,522
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Восточный						1,148426	0,860570	0,630685	0,540730	0,460770	0,356822	0,320840	0,303848	0,283858	0,237881	0,199900
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Нуралы						17,548	14,158	11,815	15,97	18,552	18,272	16,073	15,303	13,988	12,348	11,198
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Аксай						7,563	5,623	4,178	3,187	2,535	1,937	1,410	0,954	0,580	0,273	0,020
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Аксай Южный						109,812	100,641	99,934	111,700	124,421	140,215	123,302	111,796	101,091	88,715	76,225

Таблица 0.3 - Баланс добычи и распределения нефтяного газа на месторождении Акшабулак Центральный (2 - рекомендуемый вариант)

Наименование	Кол-во		Расход газа, м³/час	Число часов работы в сутки	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
Добыча газа						78,349	66,784	55,322	49,983	47,507	42,456	36,641	32,186	28,712	25,444	22,596
тех потери						0,039	0,033	0,028	0,025	0,024	0,021	0,018	0,016	0,014	0,013	0,011
Объем технологически неизбежного сжигания газа (Vv), в т.ч.:						5,255	4,622	3,988	3,701	3,565	3,289	2,967	2,726	2,536	2,357	2,200
Объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования (V7)						1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021	1,018	1,018	1,018	1,021
Факел "F-4720 (В.Д)" (На пилот)		2	3,2	24	365	0,0561	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
Факел "F-4720 Продув.газ		1	52,56	24	365	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462	0,460	0,460	0,460	0,462
Факел "F-4702 (н.Д)" (На пилот)		2	3,2	24	365	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056
Факел "F-4702 Продув.газ		1	50,868	24	365	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447	0,446	0,446	0,446	0,447
Объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования (V8)						4,237	3,604	2,967	2,683	2,547	2,271	1,946	1,708	1,517	1,338	1,179
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Центральный						73,054	62,129	51,306	46,257	43,918	39,146	33,656	29,444	26,162	23,075	20,384
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Южный						18,801	16,575	14,775	14,944	15,375	15,396	15,273	14,892	14,527	13,851	13,041
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Акшабулак Восточный						1,277361	1,115442	0,865567	0,747626	0,642679	0,515742	0,459770	0,425787	0,390805	0,331834	0,281859
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Нуралы						20,829	25,683	23,751	31,658	34,743	32,825	29,078	25,057	21,72	18,136	15,604
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Аксай						7,896	6,249	4,740	4,535	5,581	5,293	4,520	3,842	3,267	2,775	2,354
Объем сырого газа, подаваемый на УПГ с Аксай Южный						109,812	100,641	99,934	109,169	104,754	107,569	93,900	85,312	77,237	67,228	56,870

Примечание:

В ближайших планах ТОО «СП КазГерМунай» выработка электроэнергии для частичного покрытия производственной потребности по электроэнергии за счет капитального ремонта и ввода в эксплуатацию собственной газопоршневой электростанции САТ в количестве двух единиц, а также за счет услуги генерации электроэнергии на месторождении Акишабулак Центральный, при этом в качестве топлива для газовых электрогенерирующих установок предусматривается подача подготовленного товарного газа от УПГ-1,2 ЦПиТГ месторождения Акишабулак.

6.4 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

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.

Существующая система поддержания пластового давления

На месторождении Акшабулак Центральный с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта, используется система ППД. Разработка месторождения ведется с поддержанием пластового давления.

Рабочим агентом является пластовая и артезианская вода с водозаборной скважины.

В качестве основного источника водоснабжения для ППД на месторождении используются попутно добываемая пластовая вода самого месторождения и вода, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный.

УПСВ

Нефтегазовая жидкость от манифольдов «5» и от АГЗУ ОЗНА Массомер SK-0101, давлением Р-0,1-0,12 МПа, по двум параллельным трубопроводам Ø325x12 подается в трехфазные сепараторы С-1, С-2. Все трубопроводы УПСВ оснащены спутниковым обогревом.

Перед сепараторами С-1 и С-2, в трубопроводы поступающей нефтегазовой жидкости манифольдов «5» и АГЗУ «ОЗНА Массомер SK»-0101, дозируется деэмульгатор. Деэмульгатор дозируется в блоках автоматической подачи реагента и предназначен для улучшения процесса отделения пластовой воды от нефти (оптимальная дозировка 80 г/т).

Пластовая вода из сепараторов С-1, С-2 проходя через счетчик учета поступает в резервуары РВС-1 и РВС-2, каждый объемом 2000 м³. На линию сброса пластовой воды с сепараторов С-1, С-2 дозируется бактерицид. Также имеется подземный трубопровод пластовой воды с сепаратора С-2 поступающий в резервуары РВС-1 и РВС-2. В резервуарах вода отстаивается, а затем откачивается центробежными насосами Н-1С и Н-1D (на линии установлен счетчик учета откачки) на РВС-1610 А/В БКНС Акшабулак.

Попутная вода из резервуара Т-1610А/В поступает на БКНС (на прием насосов Р-1601 А/В/С или Р-1610А/01Д и Р-1610В/01Е) и далее закачивается в нагнетательные скважины. На трубопроводе до насоса дозируется ингибитор коррозии.

1. **ВРП Север-1,2 в работе насос «Зульцер А»,** Акш-24, Акш-12, Акш-217, Акш- 220, Акш-225, Акш-240, Акш-299, Акш-460, Акш-509, Акш-510, Акш-513, Акш- 514, Акш-516, Акш-467.

2. Лучевые скважины север и юг нагнетательные в работе насосы KSB А, В, С.

- **Север** - Акш-300, Акш-301, Акш-308, Акш-307, Акш-302, Акш-440.
- **Юг** - Акш-28, Акш- 331, Акш- 333, Акш- 338, Акш -19, Акш- 446, Акш-476.

3. ВРП Юг-1,2,3 в работе насос «Зульцер Д», Акш-360, Акш-221, Акш - 241, Акш -247, Акш -250, Акш -424, Акш- 400, Акш- 512, Акш -508, Акш -511, Акш -517, Акш -41, Акш-249, Акш-347, Акш-60, Акш-49, Акш-515.

Технологическая схема БКНС представлена на рисунке 6.5.1.

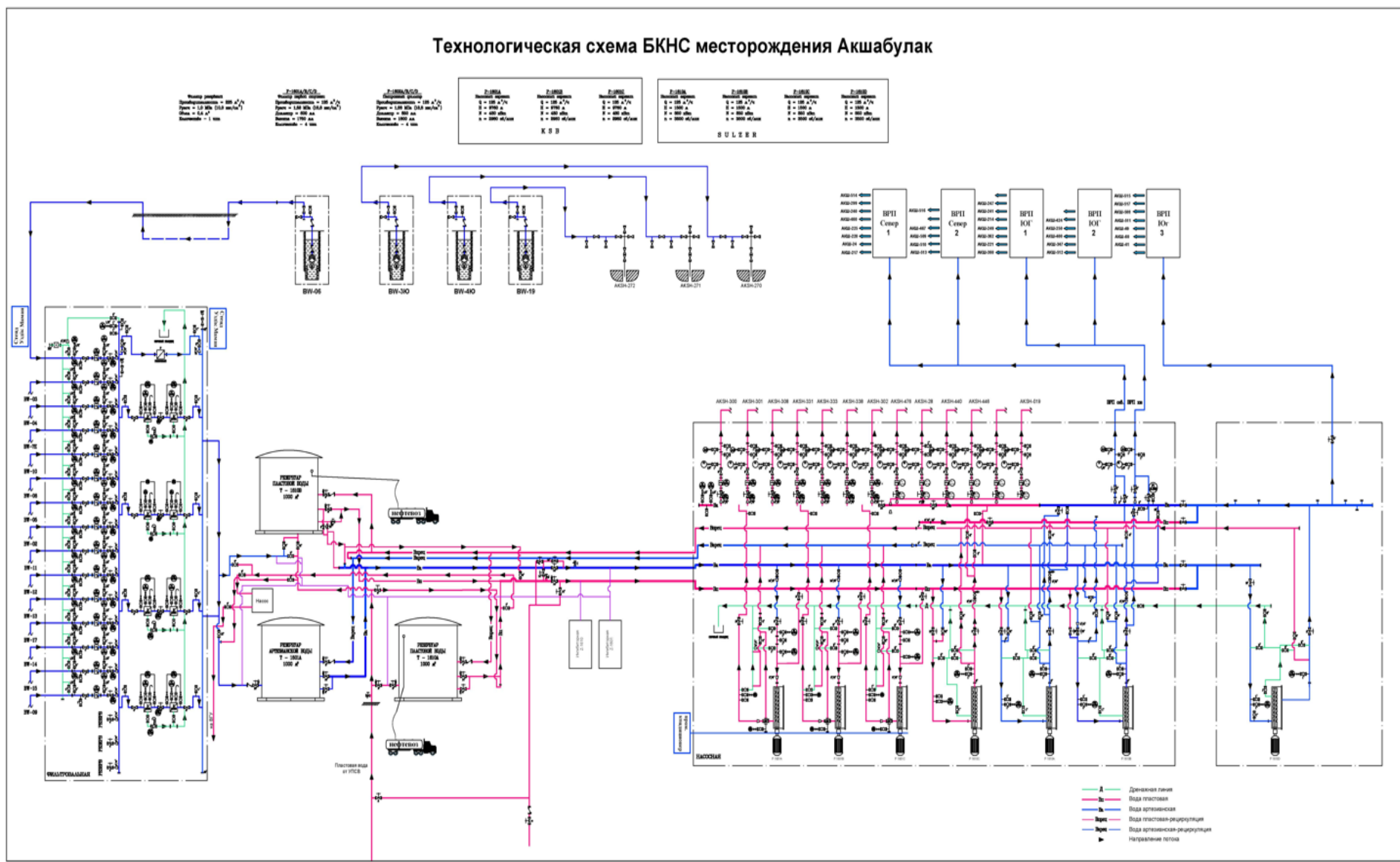


Рисунок 0.5 – Технологическая схема БКНС месторождения Акшабулак

Требования к качеству закачиваемой воды

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.

В таблице 6.5.1 представлены результаты исследований физико-химических свойств закачиваемой воды.

Таблица 0.4 – Физико-химические свойства пластовой воды, отобранный с выхода БКНС

Содержание механических	Содержание ионов мг/дм ³								Общая минерализация, г/л	Нефтепродукты, мг/л
	pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ²⁺ +Fe ³⁺		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15,4	6,38	334,2	36655,7	219,6	3989,1	228,3	5	1,3	61783,4	39,2

Ниже в таблице 6.5.2 представлена проницаемость пористой среды коллектора объектов, куда производится закачка.

Таблица 0.5 – Проницаемость пористой среды коллектора

Объекты	Проницаемость, мкм ²
I	0.2291
II	0.1586
III	3.6431
IV	0.0162
V	0.231

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 6.5.3.

Таблица 0.6 – 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) Водородный показатель (pH) находится в пределах нормы и составляет 6,38.
- 2) Механические примеси и содержание нефтепродуктов составляют на выходе ППД 39,2 мг/л и 15,4 мг/дм³, что превышает норму. Необходимо уделить внимание качеству очистки воды (отстаивание и фильтрация) для заводнения нефтяных пластов.
- 3) Необходим детальный анализ на содержание растворенного кислорода, чтобы определить и предотвратить процесс образования коррозии.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления

ионов трехвалентного железа из воды.

Анализ мощности системы ППД

Закачка воды производится с использованием следующего насосного оборудования:

- насос типа «SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg» (4-ед);
- насос типа «KSB HGM-RO 4/6» (3-ед).

Технические характеристики насосов представлены ниже, в таблице 6.5.4 и 6.5.5.

Таблица 0.7 – Техническая характеристика насоса «SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg»

№	Наименование	Единица измерения	Показатели	
			м³/час	м³/год
1	Подача	м³	125	1095000
2	Напор	м	1724	

Таблица 0.8 – Техническая характеристика насоса «KSB HGM-RO 4/6»

№	Наименование	Единица измерения	Показатели	
			м³/час	м³/год
1	Подача	м³	125	1095000
2	Напор	м	580-950	

На прогнозируемый период 2026-2040 год максимальная закачка воды ожидается в 2034 году 6455,505 тыс м³/год. На БКНС насосы KSB HGM-RO 3-единиц и SULZER 3×6×9EN MSD/14 stg 4-единиц (2-раб, 2-рез). Существующие насосные позволяет достичь прогнозных показателей по закачке воды.

В проектный период 2026-2040 годы ожидается ввод под нагнетания скважин №353 в 2027 г, №355 в 2028 году и скважины №202, №500, №501 в 2029 году. Прокладка нагнетательных трубопроводов будет подключаться подземно к существующей и проектной ВРП. Обустройство высоконапорного трубопровода от основного коллектора до проектной ВРП-Юг-4 10 м Ø219мм и Север-3 3000 м Ø219мм.

В таблице 6.5.6 технические характеристики трубопроводов проектных добывающих скважин месторождения Акшабулак Центральный.

Таблица 0.9 – Технические характеристики трубопроводов проектных нагнетательных скважин месторождения Акшабулак Центральный

№ №	№ ВРП	№ скв аж ин	Ввод	Диаметр и толщина стенок трубопро вода, мм	Протяженность выкидной линии проектных добывающих скважин, м	Материально е исполнение трубопровода
1	Юг-3	353	2027	120x10	1800	с/пластик
2	Юг-3	355	2028	120x10	810	с/пластик
3	Проектный Север-3	202	2029	120x10	1320	с/пластик
4	Проектный Юг-4	500	2029	120x10	3050	с/пластик
5	Проектный Север-3	501	2029	120x10	4000	с/пластик



- проектная нагнетательная скважина



- проектный ВРП

Рисунок 0.6 – Принципиальная технологическая схема системы ППД месторождения Акшабулак Центральный

6.5 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 2007г.

7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, 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 Акшабулак Центральный» по основному варианту предусматривается бурение трех вертикальных эксплуатационных скважин №№497, 518, 523 на контрактной территории ТОО «СП «Казгермунай». Также проектом предусмотрен резервный фонд скважин, для бурения которых будет применяться аналогичная конструкция скважин (№№519, 520, 521, 522, 524, 525, 526, 527, 528, 529, 530, 531, 532, 533, 534, 535, 536, 537, 538, 539).

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 вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция для вертикальных эксплуатационных скважин №№ 497, 518, 523 на месторождении Акшабулак Центральный:

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.

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 1950м 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 скважин для №№497,518,523 (таблица 7.1.1)

Таблица 7.1.1 - Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин №№497,518,523

Наименование колонн	Диаметр, (мм)		Глубина спуска, (м)	Высота подъема цемента от устья, (м)
	долото	колонна		
1. Направление	660,4	508,0	20	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	1950	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 1950м., 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 Акшабулак Центральный.

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 скважин приведена ниже.

Таблица 7.1.3 – Расчет продолжительности бурения для вертикальных скважин №№497,518,523 с проектной глубиной 1950м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Строительно-монтажные работы	3
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	32,06
В том числе, бурение	23,24
крепление	8,82
Испытание	8,5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	45,56

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 Акшабулак Центральный, 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 Акшабулак Центральный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин:

- прихватаопасность;
- 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, кольтматации 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).

7.3 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 противодавление 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 свабированием 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

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, динамика фонда и средних дебитов скважин, а также другие показатели разработки по объектам и по месторождению в целом по рекомендуемому 2 варианту разработки приведены в таблицах 8.1-8.8.

Таблица 8.1 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по I объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	72,6	58,0	49,8	47,7	46,4	45,1	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0	19,9
2	в том числе: из переходящих скважин	72,6	57,3	47,2	46,9	46,4	44,4	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0	19,9
3	из новых скважин	0,0	0,7	2,6	0,8	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	72,6	58,0	49,8	47,7	46,4	45,1	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0	19,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	1	4	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	1	4	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	4,3	3,6	4,8	0,0	3,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	164	183	164	0	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
15	в том числе: эксплуатационные скважины	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	346,8	1387,0	346,8	0,0	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	1,5	5,0	1,7	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	81,4	72,6	57,3	47,2	46,9	46,4	44,4	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	81,4	72,6	58,8	52,2	48,6	46,4	45,8	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	0,8	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	72,6	57,3	47,2	46,9	46,4	44,4	42,0	41,0	38,9	36,1	34,9	29,5	25,6	22,0	19,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-8,9	-15,3	-11,6	-5,2	-2,2	-2,0	-3,7	-1,1	-2,1	-2,8	-1,1	-5,4	-4,0	-3,6	-2,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-10,9	-21,1	-19,7	-10,1	-4,5	-4,3	-8,1	-2,6	-5,0	-7,3	-3,1	-15,5	-13,4	-14,0	-9,5
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,7	2,5	0,8	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	2	3	2	1	2	0	1	2	1	2	1	2	2	2	1
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	36	34	36	36	34	35	34	32	31	29	28	26	24	22	21
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	36	34	36	36	34	35	34	32	31	29	28	26	24	22	21
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	36	34	36	36	34	35	34	32	31	29	28	26	24	22	21
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	0	2	1	1	1	2	1	1	1
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	20	21	21	21	20	19	19	17	16	15	14	12	11	10	9
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	20	21	21	21	20	19	19	17	16	15	14	12	11	10	9
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	69,6	80,8	77,4	80,3	82,8	86,6	90,3	94,5	98,2	101,7	104,9	107,7	109,8	111,4	110,1
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	69,6	81,8	81,6	81,1	82,8	87,4	90,3	94,5	98,2	101,7	104,9	107,7	109,8	111,4	110,1
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	9,8	8,8	13,5	0,0	27,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,0	94,2	94,8	95,4	95,7	96,0	96,4	96,5	96,7	96,9	97,0	97,4	97,6	97,8	97,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,0	94,3	95,1	95,4	95,7	96,0	96,4	96,5	96,7	96,9	97,0	97,4	97,6	97,8	97,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	55,9	58,9	64,3	0,0	86,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	5,6	4,7	4,0	3,7	3,6	3,5	3,3	3,3	3,2	3,1	3,2	2,8	2,6	2,4	2,3
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	5,6	4,7	4,0	3,7	3,6	3,5	3,3	3,3	3,2	3,1	3,2	2,8	2,6	2,4	2,3
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	112,5	138,8	129,8	137,5	148,1	160,4	171,4	184,3	200,1	210,6	221,9	242,0	259,6	267,7	276,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	904,3	1006,0	967,5	1026,8	1079,8	1113,1	1162,6	1181,7	1178,6	1166,3	1149,3	1123,3	1068,8	1007,1	939,4
51	в том числе: из переходящих скважин	904,3	1004,4	961,1	1024,6	1079,8	1108,6	1162,6	1181,7	1178,6	1166,3	1149,3	1123,3	1068,8	1007,1	939,4
52	из новых скважин	0,0	1,6	6,4	2,2	0,0	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	904,3	1006,0	967,5	1026,8	1079,8	1113,1	1162,6	1181,7	1178,6	1166,3	1149,3	1123,3	1068,8	1007,1	939,4

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	13913,1	14919,1	15886,6	16913,4	17993,3	19106,3	20268,9	21450,6	22629,2	23795,5	24944,8	26068,1	27136,9	28143,9	29083,3
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	4779,5	4837,5	4887,3	4935,1	4981,5	5026,5	5068,6	5109,5	5148,4	5184,5	5219,5	5249,0	5274,5	5296,5	5316,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,237	0,240	0,242	0,244	0,247	0,249	0,251	0,253	0,255	0,257	0,259	0,260	0,261	0,262	0,263
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,9	91,0	91,9	92,8	93,7	94,5	95,3	96,1	96,8	97,5	98,2	98,7	99,2	99,6	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,4	1,1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,4	0,4
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,9	10,8	10,4	11,1	12,2	13,5	14,5	16,5	18,8	21,5	26,5	30,4	37,9	52,5	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	893,8	985,4	945,4	1001,3	1051,6	1082,8	1129,0	1146,9	1143,1	1130,2	1113,5	1086,5	1032,8	972,3	906,7
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	8325,1	9310,5	10255,9	11257,2	12308,8	13391,6	14520,6	15667,5	16810,6	17940,8	19054,4	20140,9	21173,7	22146,0	23052,7
62	Компенсация отборов: текущая, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
63	с начала разработки, %	54,8	57,6	59,9	62,1	64,2	66,1	67,9	69,5	71,0	72,3	73,5	74,6	75,5	76,3	77,1
64	Газовый фактор, м³/т	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6	44,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,237	2,587	2,223	2,130	2,071	2,011	1,876	1,828	1,735	1,609	1,559	1,317	1,140	0,980	0,888
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	224,553	227,140	229,363	231,493	233,564	235,575	237,451	239,278	241,014	242,623	244,181	245,498	246,639	247,619	248,507

Таблица 8.2 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по II объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	67,0	49,5	42,2	37,1	36,7	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3	11,6
2	в том числе: из переходящих скважин	64,8	46,5	42,2	33,4	34,6	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3	11,6
3	из новых скважин	2,2	3,0	0,0	3,7	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	67,0	49,5	42,2	37,1	36,7	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3	11,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	2	2	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	2	1	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	6,8	9,0	0,0	7,5	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	164	0	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	52,7	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
15	в том числе: эксплуатационные скважины	52,7	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	693,5	693,5	0,0	1040,3	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	4,7	6,2	0,0	7,8	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	72,8	64,8	46,5	42,2	33,4	34,6	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	72,8	69,5	52,8	42,2	41,2	38,9	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	64,8	46,5	42,2	33,4	34,6	34,3	30,7	28,0	25,4	22,8	20,8	18,5	15,6	13,3	11,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-8,0	-22,9	-10,6	-8,8	-6,6	-4,7	-3,6	-2,7	-2,6	-2,6	-2,0	-2,3	-2,9	-2,3	-1,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-11,0	-33,0	-20,0	-20,8	-16,0	-12,0	-10,4	-8,8	-9,3	-10,1	-8,9	-11,3	-15,8	-14,6	-12,5
25	Мощность новых скважин, тыс.т	2,1	2,8	0,0	3,5	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	2	2	1	1
27	в том числе: под закачку	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	16	17	16	19	20	20	20	20	19	18	17	15	13	12	11
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	16	17	16	19	20	20	20	20	19	18	17	15	13	12	11
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	16	17	16	19	20	20	20	20	19	18	17	15	13	12	11
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	4	4	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	4	4	6	7	7	7	7	7	7	7	6	6	5	5	5
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	124,7	116,0	112,9	107,6	98,6	98,4	102,9	107,6	111,0	112,9	114,7	113,8	108,9	105,0	103,7
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	131,5	121,8	112,9	115,6	103,1	98,4	102,9	107,6	111,0	112,9	114,7	113,8	108,9	105,0	103,7
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	23,9	21,1	0,0	20,3	13,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	89,6	92,5	93,5	94,1	94,4	95,0	95,7	96,3	96,6	96,9	97,0	97,1	97,1	97,1	97,2
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	89,9	92,9	93,5	94,6	94,7	95,0	95,7	96,3	96,6	96,9	97,0	97,1	97,1	97,1	97,2
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	71,8	57,3	0,0	63,2	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	12,9	8,7	7,4	6,3	5,6	4,9	4,4	4,0	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	13,3	8,7	7,4	6,2	5,5	4,9	4,4	4,0	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,0	2,9
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	223,5	188,4	148,3	110,4	104,9	110,1	114,7	119,7	120,0	115,7	120,1	117,4	107,7	101,8	92,5
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	646,3	662,0	647,5	632,7	651,3	685,7	716,9	750,0	753,4	727,2	698,9	633,2	530,1	457,7	416,0
51	в том числе: из переходящих скважин	638,5	655,1	647,5	622,7	646,8	685,7	716,9	750,0	753,4	727,2	698,9	633,2	530,1	457,7	416,0
52	из новых скважин	7,9	6,9	0,0	10,0	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	646,3	662,0	647,5	632,7	651,3	685,7	716,9	750,0	753,4	727,2	698,9	633,2	530,1	457,7	416,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	7995,6	8657,6	9305,1	9937,8	10589,1	11274,7	11991,6	12741,6	13495,0	14222,2	14921,0	15554,3	16084,4	16542,2	16958,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	3227,4	3276,9	3319,1	3356,1	3392,8	3427,1	3457,8	3485,8	3511,2	3534,0	3554,9	3573,3	3588,9	3602,2	3613,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,351	0,356	0,361	0,365	0,369	0,372	0,376	0,379	0,381	0,384	0,386	0,388	0,390	0,391	0,393
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	89,3	90,7	91,8	92,9	93,9	94,8	95,7	96,5	97,2	97,8	98,4	98,9	99,3	99,7	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,9	1,4	1,2	1,0	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,3
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	14,8	12,8	12,5	12,6	14,2	15,5	16,4	18,0	19,8	22,3	26,1	31,3	38,4	53,3	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	258,9	261,3	254,3	247,7	254,7	267,3	278,4	290,5	291,2	280,8	269,6	244,2	204,5	176,5	160,3
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	2449,4	2710,7	2965,1	3212,8	3467,5	3734,7	4013,2	4303,6	4594,9	4875,6	5145,3	5389,5	5594,0	5770,5	5930,8
62	Компенсация отборов: текущая, %	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
63	с начала разработки, %	26,6	27,5	28,3	28,9	29,5	30,1	30,6	31,1	31,6	31,9	32,3	32,6	32,8	33,0	33,1
64	Газовый фактор, м³/т	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6	75,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	5,069	3,743	3,191	2,805	2,772	2,592	2,322	2,119	1,921	1,728	1,574	1,397	1,177	1,005	0,880
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	267,701	271,444	274,635	277,440	280,212	282,804	285,126	287,246	289,167	290,895	292,469	293,866	295,043	296,048	296,928

Таблица 8.3 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по III объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	350,8	304,2	248,3	219,1	201,0	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7	50,9
2	в том числе: из переходящих скважин	348,8	300,9	248,3	216,3	199,1	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7	50,9
3	из новых скважин	2,0	3,3	0,0	2,8	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	350,8	304,2	248,3	219,1	201,0	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7	50,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	1	5	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	4	0	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	12,3	4,0	0,0	5,7	5,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	164	164	0	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7
15	в том числе: эксплуатационные скважины	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	346,8	1733,8	0,0	1040,3	693,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	4,3	6,9	0,0	6,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	412,1	348,8	300,9	248,3	216,3	199,1	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	412,1	353,0	307,8	248,3	222,3	203,1	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	348,8	300,9	248,3	216,3	199,1	174,9	149,6	129,2	114,7	101,4	89,2	79,1	69,0	58,7	50,9
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-63,3	-52,2	-59,6	-31,9	-23,2	-28,2	-25,3	-20,4	-14,5	-13,3	-12,3	-10,1	-10,1	-10,3	-7,7
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-15,4	-14,8	-19,4	-12,9	-10,4	-13,9	-14,4	-13,6	-11,2	-11,6	-12,1	-11,3	-12,8	-14,9	-13,2
25	Мощность новых скважин, тыс.т	1,9	3,1	0,0	2,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	0	3	1	1	2	1	2	2	2	2	3	3	2
27	в том числе: под закачку	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	36	40	40	40	41	40	38	37	35	33	31	29	26	23	21
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	36	40	40	40	41	40	38	37	35	33	31	29	26	23	21
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	36	40	40	40	41	40	38	37	35	33	31	29	26	23	21
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	13	13	13	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14	12	12
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	13	13	13	15	15	15	15	15	15	15	15	15	14	12	12
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	231,8	235,6	233,6	238,6	238,3	245,5	257,3	269,2	282,7	295,3	306,7	317,9	326,2	330,0	333,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	234,3	249,9	233,6	246,3	243,2	245,5	257,3	269,2	282,7	295,3	306,7	317,9	326,2	330,0	333,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	38,3	12,5	0,0	16,9	16,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	88,4	90,5	92,6	93,7	94,4	95,3	96,0	96,6	97,0	97,4	97,7	97,9	98,1	98,2	98,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	88,5	90,6	92,6	93,7	94,4	95,3	96,0	96,6	97,0	97,4	97,7	97,9	98,1	98,2	98,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	67,9	67,9	0,0	66,1	66,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	26,9	22,3	17,2	15,1	13,3	11,6	10,3	9,2	8,4	7,7	7,1	6,7	6,3	5,9	5,7
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	27,1	23,5	17,2	15,4	13,5	11,6	10,3	9,2	8,4	7,7	7,1	6,7	6,3	5,9	5,7
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	760,6	863,8	889,6	848,8	812,7	833,0	837,8	842,3	859,5	860,9	845,4	826,0	812,1	794,7	825,9
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	3026,5	3215,8	3361,8	3468,2	3590,1	3703,9	3745,1	3781,5	3872,1	3888,8	3826,5	3745,2	3557,6	3256,2	3005,3
51	в том числе: из переходящих скважин	3020,2	3205,5	3361,8	3459,8	3584,5	3703,9	3745,1	3781,5	3872,1	3888,8	3826,5	3745,2	3557,6	3256,2	3005,3

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
52	из новых скважин	6,3	10,2	0,0	8,3	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	3026,5	3215,8	3361,8	3468,2	3590,1	3703,9	3745,1	3781,5	3872,1	3888,8	3826,5	3745,2	3557,6	3256,2	3005,3
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	56792,6	60008,4	63370,2	66838,3	70428,4	74132,3	77877,4	81658,9	85530,9	89419,7	93246,2	96991,5	100549,1	103805,3	106810,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	39360,5	39664,7	39912,9	40132,1	40333,1	40507,9	40657,6	40786,8	40901,5	41003,0	41092,1	41171,2	41240,2	41298,9	41349,8
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,790	0,797	0,801	0,806	0,810	0,813	0,816	0,819	0,821	0,823	0,825	0,827	0,828	0,829	0,830
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	95,2	95,9	96,5	97,1	97,5	98,0	98,3	98,6	98,9	99,2	99,4	99,6	99,7	99,9	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	15,0	15,3	14,7	15,3	16,5	17,2	17,8	18,7	20,4	22,6	25,7	30,7	38,6	53,5	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	3720,6	3893,9	4010,3	4105,1	4227,0	4332,8	4357,4	4380,9	4470,6	4477,9	4397,0	4296,5	4075,9	3726,7	3436,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	71531,7	75425,5	79435,8	83540,9	87767,9	92100,7	96458,1	100838,9	105309,5	109787,4	114184,4	118480,8	122556,8	126283,5	129720,2
62	Компенсация отборов: текущая, %	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
63	с начала разработки, %	87,4	88,6	89,8	90,9	92,0	93,0	94,0	94,9	95,7	96,5	97,3	97,9	98,5	99,1	99,5
64	Газовый фактор, м³/т	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	60,769	52,692	43,005	37,962	34,818	30,292	25,918	22,387	19,877	17,573	15,447	13,696	11,948	10,166	8,824
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	6498,433	6551,126	6594,131	6632,093	6666,911	6697,204	6723,121	6745,508	6765,386	6782,959	6798,405	6812,102	6824,050	6834,216	6843,039

Таблица 8.4 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по IV объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	86,3	70,2	60,6	61,1	63,3	62,1	55,9	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9	24,8
2	в том числе: из переходящих скважин	73,5	67,3	55,7	56,8	57,2	61,5	54,0	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9	24,8
3	из новых скважин	12,8	2,9	4,9	4,3	6,2	0,6	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	86,3	70,2	60,6	61,1	63,3	62,1	55,9	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9	24,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	9	2	4	4	6	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	4	1	4	4	6	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	8,5	8,8	7,1	6,1	5,8	3,9	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	168	164	173	178	176	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	107,3	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2
15	в том числе: эксплуатационные скважины	107,3	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2	109,2
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	3120,8	693,5	1387,0	1387,0	2080,5	346,8	1040,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	26,4	6,1	9,8	8,4	12,2	1,3	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	89,2	73,5	67,3	55,7	56,8	57,2	61,5	54,0	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	89,2	99,9	73,4	65,5	65,2	69,3	62,8	58,0	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,8	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	73,5	67,3	55,7	56,8	57,2	61,5	54,0	51,7	46,5	40,9	36,4	32,8	29,7	26,9	24,8
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-15,7	-32,6	-17,7	-8,8	-8,0	-7,9	-8,8	-6,3	-5,2	-5,6	-4,5	-3,6	-3,1	-2,7	-2,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-17,6	-32,6	-24,1	-13,4	-12,3	-11,3	-14,0	-10,9	-10,1	-12,1	-10,9	-9,9	-9,5	-9,3	-8,0
25	Мощность новых скважин, тыс.т	12,2	2,7	4,7	4,1	5,9	0,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	1	1	2	1	0	1	2	1	2	2	1	1	1	1	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	33	34	36	39	45	45	46	45	43	41	40	39	38	37	37
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	33	34	36	39	45	45	46	45	43	41	40	39	38	37	37
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	33	34	36	39	45	45	46	45	43	41	40	39	38	37	37
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	38,2	35,1	33,5	31,6	30,0	29,4	29,0	29,0	29,8	30,8	32,1	33,8	35,8	38,1	40,8
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	41,7	35,5	34,6	32,6	31,1	29,6	29,6	29,0	29,8	30,8	32,1	33,8	35,8	38,1	40,8
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	18,8	19,7	15,4	14,6	15,1	7,7	8,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	77,4	82,7	85,1	85,2	85,6	86,5	87,8	88,8	89,8	90,9	92,0	93,0	93,8	94,6	95,3
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	79,2	83,2	85,9	85,8	86,5	86,6	88,1	88,8	89,8	90,9	92,0	93,0	93,8	94,6	95,3
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	55,1	55,4	54,0	58,6	61,2	49,6	55,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	8,6	6,1	5,0	4,7	4,3	4,0	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	8,7	6,0	4,9	4,6	4,2	4,0	3,5	3,3	3,0	2,8	2,6	2,4	2,2	2,1	1,9
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	63,5	64,5	59,9	60,7	64,6	67,5	66,8	66,7	66,0	64,7	64,8	66,2	68,0	70,3	74,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	382,2	406,8	406,0	411,6	438,7	460,4	458,7	459,7	457,3	451,1	454,4	466,5	481,3	499,3	527,1
51	в том числе: из переходящих скважин	353,7	400,3	395,3	401,1	422,8	459,1	454,4	459,7	457,3	451,1	454,4	466,5	481,3	499,3	527,1
52	из новых скважин	28,5	6,5	10,7	10,4	16,0	1,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	382,2	406,8	406,0	411,6	438,7	460,4	458,7	459,7	457,3	451,1	454,4	466,5	481,3	499,3	527,1
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	2373,9	2780,6	3186,6	3598,2	4036,9	4497,3	4956,0	5415,7	5873,1	6324,2	6778,5	7245,0	7726,3	8225,6	8752,6
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1020,5	1090,7	1151,4	1212,5	1275,8	1337,9	1393,8	1445,5	1491,9	1532,8	1569,2	1602,0	1631,7	1658,6	1683,4
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,111	0,119	0,125	0,132	0,139	0,146	0,152	0,157	0,162	0,167	0,171	0,174	0,177	0,180	0,183
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	60,6	64,8	68,4	72,0	75,8	79,5	82,8	85,9	88,6	91,1	93,2	95,2	96,9	98,5	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	5,1	4,2	3,6	3,6	3,8	3,7	3,3	3,1	2,8	2,4	2,2	1,9	1,8	1,6	1,5
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	11,5	10,6	10,2	11,5	13,4	15,2	16,2	17,8	19,5	21,3	24,2	28,7	36,5	52,1	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	182,7	189,5	187,1	189,5	201,7	210,6	208,5	208,0	205,8	201,9	202,3	206,7	212,3	219,4	230,8
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	738,8	928,3	1115,4	1304,9	1506,6	1717,2	1925,8	2133,8	2339,6	2541,5	2743,9	2950,5	3162,9	3382,3	3613,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
63	с начала разработки, %	26,8	29,2	31,0	32,5	33,7	34,8	35,7	36,4	37,0	37,6	38,0	38,4	38,8	39,2	39,5
64	Газовый фактор, м³/т	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3	69,3
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	5,980	4,862	4,199	4,231	4,386	4,300	3,870	3,580	3,218	2,830	2,521	2,272	2,055	1,865	1,716
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	91,078	95,940	100,139	104,370	108,756	113,055	116,926	120,505	123,724	126,553	129,074	131,346	133,401	135,266	136,983

Таблица 8.5 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по V объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	26,4	23,3	21,7	20,2	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8	5,5
2	в том числе: из переходящих скважин	26,4	23,3	21,7	18,3	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8	5,5
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	26,4	23,3	21,7	20,2	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8	5,5
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	5	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	119	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
15	в том числе: эксплуатационные скважины	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	1697,3	0,0	0,0	678,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	26,3	26,4	23,3	21,7	18,3	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	26,3	26,4	23,3	21,7	23,6	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	26,4	23,3	21,7	18,3	19,3	15,7	12,8	11,3	10,0	9,0	8,2	7,3	6,2	5,8	5,5
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,2	-3,2	-1,6	-3,3	-4,3	-3,6	-3,0	-1,5	-1,2	-1,0	-0,8	-0,9	-1,0	-0,4	-0,3
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,6	-12,0	-6,8	-15,4	-18,2	-18,5	-18,8	-11,8	-10,9	-10,1	-9,2	-11,0	-14,3	-6,5	-5,6
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	8	8	8	9	9	8	8	8	8	8	8	7	6	6	6
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	8	8	8	9	9	8	8	8	8	8	8	7	6	6	6
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	8	8	8	9	9	8	8	8	8	8	8	7	6	6	6
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	143,0	167,8	166,1	159,9	145,3	150,2	143,7	142,5	146,0	149,7	153,5	156,1	156,7	160,6	164,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	143,0	167,8	166,1	171,2	145,3	150,2	143,7	142,5	146,0	149,7	153,5	156,1	156,7	160,6	164,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	31,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	92,2	94,9	95,2	95,7	96,1	96,8	97,1	97,4	97,8	98,0	98,3	98,4	98,5	98,7	98,8
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	92,2	94,9	95,2	96,1	96,1	96,8	97,1	97,4	97,8	98,0	98,3	98,4	98,5	98,7	98,8
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	75,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	11,2	8,6	8,0	6,8	5,7	4,8	4,2	3,7	3,3	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	11,2	8,6	8,0	6,8	5,7	4,8	4,2	3,7	3,3	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0
49	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	310,0	344,8	340,7	355,3	370,6	369,9	327,6	324,1	331,4	339,1	347,0	341,1	314,4	390,5	494,7
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	336,8	455,7	451,2	472,3	493,9	495,4	439,6	435,8	446,7	457,9	469,4	461,9	426,1	436,7	447,7
51	в том числе: из переходящих скважин	336,8	455,7	451,2	464,9	493,9	495,4	439,6	435,8	446,7	457,9	469,4	461,9	426,1	436,7	447,7
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	336,8	455,7	451,2	472,3	493,9	495,4	439,6	435,8	446,7	457,9	469,4	461,9	426,1	436,7	447,7

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	3780,0	4235,7	4686,9	5159,1	5653,0	6148,4	6588,0	7023,8	7470,5	7928,4	8397,8	8859,7	9285,8	9722,5	10170,1
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	1277,2	1300,4	1322,1	1342,3	1361,6	1377,3	1390,1	1401,4	1411,4	1420,4	1428,6	1435,9	1442,1	1448,0	1453,5
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,422	0,430	0,437	0,444	0,450	0,455	0,460	0,463	0,467	0,470	0,472	0,475	0,477	0,479	0,480
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	87,9	89,5	91,0	92,4	93,7	94,8	95,6	96,4	97,1	97,7	98,3	98,8	99,2	99,6	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13,0	13,2	14,2	15,4	17,3	17,1	16,8	17,8	19,2	21,4	24,8	29,3	35,5	51,4	100,0
60	Закачка воды, тыс.м³	270,0	358,7	354,4	369,6	385,6	384,8	340,8	337,1	344,8	352,7	361,0	354,8	327,0	334,9	343,1
61	Закачка воды с начала разработки, тыс.м³	2799,6	3158,3	3512,7	3882,3	4267,9	4652,7	4993,5	5330,6	5675,4	6028,1	6389,2	6744,0	7071,0	7405,9	7749,0
62	Компенсация отборов: текущая, %	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
63	с начала разработки, %	63,0	64,5	65,8	66,9	67,9	68,8	69,5	70,0	70,6	71,1	71,5	71,9	72,3	72,6	72,9
64	Газовый фактор, м³/т	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6	124,6
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	3,294	2,900	2,704	2,514	2,404	1,960	1,592	1,403	1,250	1,124	1,021	0,909	0,779	0,728	0,687
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	137,180	140,080	142,784	145,298	147,701	149,661	151,253	152,656	153,906	155,030	156,051	156,960	157,739	158,467	159,154

Таблица 8.6 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VI объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,5	4,0	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	1,5	4,0	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	9,0	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	164	164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	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	0,0	0,0	0,0
15	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	0,0	0,0	0,0
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	346,8	346,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	5,7	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,7	3,9	3,2	2,6	2,2	1,8	1,5	1,2	1,0	0,8
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,5	-1,0	-0,8	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5	-17,5
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	24,0	21,2	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	24,0	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	62,3	62,6	65,6	71,6	76,6	80,7	84,0	86,8	89,1	91,0	92,6	93,9
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	68,9	65,6	71,6	76,6	80,7	84,0	86,8	89,1	91,0	92,6	93,9
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	62,3	41,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	9,0	7,9	6,7	5,6	4,6	3,8	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	6,7	5,6	4,6	3,8	3,1	2,6	2,1	1,8	1,5	1,2
49	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	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	3,9	10,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	3,9	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	3,9	10,8	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	3,9	14,8	28,4	41,9	55,5	69,1	82,7	96,3	109,9	123,5	137,1	150,7
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	9,3	9,3	9,3	10,8	14,9	19,5	23,4	26,6	29,2	31,4	33,2	34,6	35,9	36,9	37,7
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,085	0,085	0,085	0,098	0,135	0,178	0,213	0,242	0,265	0,285	0,301	0,315	0,326	0,335	0,343
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	24,7	24,7	24,7	28,7	39,4	51,8	62,0	70,5	77,5	83,2	88,0	91,9	95,1	97,8	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	3,9	10,7	12,4	10,2	8,4	7,0	5,8	4,7	3,9	3,2	2,7	2,2
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	5,2	15,0	20,5	21,2	22,3	23,6	25,5	28,3	32,6	39,9	54,8	100,0
60	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	0,0	0,0	0,0
61	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	0,0	0,0	0,0
62	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	0,0	0,0	0,0
63	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	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5	154,5
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,229	0,625	0,722	0,596	0,492	0,406	0,335	0,277	0,228	0,189	0,156	0,128
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	1,441	1,441	1,441	1,671	2,296	3,018	3,614	4,107	4,513	4,848	5,125	5,353	5,542	5,697	5,826

Таблица 8.7 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ по VII объекту. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,7	2,9	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6
2	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6
3	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	0,7	2,9	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0,0	0,0	0,0	8,1	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	0	91	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	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	0,0	0,0	0,0
15	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	0,0	0,0	0,0
16	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	0,0	0,0	0,0
17	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	0,0	0,0	0,0	328,5	328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
18	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7
20	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,8	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7
21	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
22	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	3,9	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,1	0,9	0,7	0,6
23	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,5	-0,9	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,1
24	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	0,0	0,0	0,0	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4	-19,4
25	Мощность новых скважин, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	Выбытие добывающих скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	в том числе: под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
29	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
31	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	0	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
33	Ввод нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	переводом под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	из прочих категорий	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
42	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
43	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0,0	0,0	0,0	15,2	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	0,0	0,0	0,0	47,0	55,0	61,4	68,9	74,9	79,8	83,7	86,8	89,4	91,5	93,1	94,4
45	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	0,0	0,0	0,0	0,0	57,2	61,4	68,9	74,9	79,8	83,7	86,8	89,4	91,5	93,1	94,4
46	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0,0	0,0	0,0	47,0	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	8,1	6,8	5,9	4,7	3,8	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8
48	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	5,9	4,7	3,8	3,1	2,5	2,0	1,6	1,3	1,0	0,8
49	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	0,0	0,0	0,0
50	Добыча жидкости, всего, тыс.т	0,0	0,0	0,0	1,4	6,4	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
51	в том числе: из переходящих скважин	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
52	из новых скважин	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
53	механизированным способом	0,0	0,0	0,0	1,4	6,4	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
54	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	1,4	1,4	1,4	2,8	9,2	19,1	29,1	39,1	49,1	59,1	69,1	79,1	89,0	99,0	109,0
55	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,7	3,6	7,5	10,6	13,1	15,1	16,7	18,0	19,1	20,0	20,6	21,2
56	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,000	0,000	0,000	0,004	0,021	0,043	0,061	0,076	0,087	0,097	0,104	0,110	0,115	0,119	0,123
57	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	3,5	17,0	35,2	49,9	61,7	71,2	78,9	85,1	90,1	94,1	97,4	100,0
58	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	3,5	13,5	18,2	14,7	11,8	9,5	7,7	6,2	5,0	4,0	3,2	2,6
59	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,0	0,0	0,0	3,5	14,0	21,9	22,6	23,6	24,9	26,7	29,4	33,6	40,7	55,4	100,0
60	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	0,0	0,0	0,0
61	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	0,0	0,0	0,0
62	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	0,0	0,0	0,0
63	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	0,0	0,0	0,0
64	Газовый фактор, м³/т	0,0	0,0	0,0	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3	150,3
65	Добыча нефтяного газа, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,111	0,431	0,580	0,467	0,377	0,304	0,245	0,197	0,159	0,128	0,103	0,083
66	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м³	0,000	0,000	0,000	0,111	0,542	1,122	1,589	1,966	2,270	2,514	2,712	2,871	2,999	3,103	3,186

Таблица 8.8 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объем буровых работ в целом по месторождению. 2 Вариант

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1	Добыча нефти, всего, тыс.т	603,1	505,1	422,6	387,5	373,6	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4	114,1
2	в том числе: из переходящих скважин	591,0	501,5	422,6	386,7	372,9	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4	114,1
3	из новых скважин	12,1	3,6	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	603,1	505,1	422,6	387,5	373,6	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4	114,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, ед.	11	3	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	в том числе: из эксплуатационного бурения	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	из разведочного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	из консервации	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	из прочих категорий	10	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	11,9	7,3	0,0	8,1	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	93	164	0	91	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, тыс.м	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	585,0	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9
14	в том числе: эксплуатационные скважины	585,0	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9	588,9
15	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	0,0	0,0	0,0
16	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв. дни	0,0	3774,1	1029,3	0,0	343,1	343,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс.т	0,0	44,8	7,5	0,0	2,8	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т	681,8	591,0	501,5	422,6	386,7	372,9	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4
19	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	681,8	635,8	509,0	422,6	389,5	375,6	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4
20	Коэффициент изменения доб. нефти перех. скв. данного года, доли ед.	0,9	0,8	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
21	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т	591,0	501,5	422,6	386,7	372,9	340,5	298,0	266,9	240,2	214,0	192,6	169,7	148,1	128,4	114,1
22	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т	-90,8	-134,3	-86,4	-35,9	-16,6	-35,1	-42,5	-31,1	-26,7	-26,2	-21,4	-22,9	-21,6	-19,7	-14,3
23	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	-13,3	-21,1	-17,0	-8,5	-4,3	-9,3	-12,5	-10,4	-10,0	-10,9	-10,0	-11,9	-12,7	-13,3	-11,1
24	Мощность новых скважин, тыс.т	11,4	3,4	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	Выбытие добывающих скважин, ед.	4	6	5	6	4	3	5	4	6	7	5	8	9	7	4
26	в том числе: под закачку	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	129	133	136	145	140	124	120	116	110	103	98	90	81	74	70
28	в том числе нагнетательных в отработке	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Действующий фонд добывающих скв. на конец года, ед.	129	133	136	145	140	124	120	116	110	103	98	90	81	74	70
30	Перевод скважин на механизированную добычу, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	Фонд механизированных скважин на конец года, ед.	129	133	136	145	140	124	120	116	110	103	98	90	81	74	70
32	Ввод нагнетательных скважин, ед.	2	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	в том числе: из эксплуатационного бурения	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	переводом под закачку	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	из прочих категорий	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	Выбытие нагнетательных скважин, ед.	0	0	0	0	1	1	0	2	1	1	2	2	3	4	1
37	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	42	44	44	46	49	48	47	47	45	44	43	41	39	36	32
38	Действ. фонд нагнетательных скв. на конец года, ед.	42	44	44	46	49	48	47	47	45	44	43	41	39	36	32
39	Фонд введенных резервных скважин на конец года, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	121,5	124,6	122,9	121,7	116,8	117,3	119,8	123,3	128,9	134,0	137,8	140,7	141,5	140,5	139,0
41	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	123,8	125,8	122,9	121,9	117,0	117,3	119,8	123,3	128,9	134,0	137,8	140,7	141,5	140,5	139,0
42	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	27,7	17,3	0,0	15,2	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	Средняя обводненность продукции действующего фонда скв., %	88,6	91,2	92,8	93,6	94,0	94,7	95,4	96,0	96,4	96,8	97,1	97,4	97,6	97,7	97,9
44	Средняя обводненность продукции переходящих скв., %	88,8	91,3	92,8	93,6	94,1	94,7	95,4	96,0	96,4	96,8	97,1	97,4	97,6	97,7	97,9
45	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	57,1	58,1	0,0	47,0	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	13,8	11,0	8,9	7,8	7,0	6,2	5,5	5,0	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0
47	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	13,9	11,0	8,9	7,8	7,0	6,2	5,5	5,0	4,6	4,3	4,0	3,7	3,4	3,2	3,0
48	Средняя приемистость водонагнетательных скважин, м³/сут	300,1	335,2	325,6	319,2	324,0	338,6	343,6	353,3	368,8	375,6	381,5	388,4	388,7	386,9	390,8
49	Добыча жидкости, всего, тыс.т	5296,1	5746,3	5833,9	6016,8	6271,0	6482,0	6546,4	6632,3	6731,7	6714,8	6622,1	6453,7	6087,5	5680,5	5358,9
50	в том числе: из переходящих скважин	5267,8	5737,8	5833,9	6015,5	6269,6	6482,0	6546,4	6632,3	6731,7	6714,8	6622,1	6453,7	6087,5	5680,5	5358,9
51	из новых скважин	28,3	8,5	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
52	механизированным способом	5296,1	5746,3	5833,9	6016,8	6271,0	6482,0	6546,4	6632,3	6731,7	6714,8	6622,1	6453,7	6087,5	5680,5	5358,9
53	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	79752,1	85498,4	91332,3	97349,2	103620,2	110102,2	116648,6	123280,9	130012,5	136727,4	143349,4	149803,1	155890,6	161571,2	166930,1

№№ п/п	Показатели	Годы														
		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
54	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	49674,4	50179,6	50602,2	50989,6	51363,2	51703,8	52001,8	52268,6	52508,8	52722,8	52915,5	53085,1	53233,2	53361,7	53475,8
55	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,542	0,547	0,552	0,556	0,560	0,564	0,567	0,570	0,573	0,575	0,577	0,579	0,581	0,582	0,583
56	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	92,9	93,8	94,6	95,4	96,0	96,7	97,2	97,7	98,2	98,6	99,0	99,3	99,5	99,8	100,0
57	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	1,1	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2
58	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	13,7	13,3	12,8	13,5	15,0	16,1	16,8	18,1	19,9	22,1	25,6	30,3	37,9	52,9	100,0
59	Закачка воды, тыс.м ³	5326,0	5688,9	5751,4	5913,3	6120,5	6278,4	6314,2	6363,4	6455,5	6443,5	6343,5	6188,7	5852,6	5429,9	5077,7
60	Закачка воды с начала разработки, тыс.м ³	85844,5	91533,4	97284,8	103198,1	109318,6	115597,0	121911,1	128274,5	134730,0	141173,6	147517,0	153705,7	159558,3	164988,1	170065,8
61	Газовый фактор, м ³ /т	129,9	132,2	130,9	129,0	127,2	124,7	123,0	120,6	119,5	118,9	117,3	117,7	117,6	116,8	115,7
62	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	78,349	66,784	55,322	49,983	47,507	42,456	36,641	32,186	28,712	25,444	22,596	19,978	17,417	15,003	13,207
63	Добыча нефтяного газа с начала разработки, млн.м ³	7141,745	7208,529	7263,851	7313,834	7361,341	7403,797	7440,438	7472,624	7501,335	7526,780	7549,376	7569,354	7586,770	7601,773	7614,980

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 Акшабулак Центральный 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.

Обязательный комплекс промысловых исследований

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В принципе информация о дебитах должна поступать непрерывно, так как она является одним из главных элементов аварийной сигнализации нефтедобывающего предприятия. Практически в комплексе должна задаваться максимальная частота измерений, обеспечиваемая применяемыми системами контроля продукции и закачки по скважинам (с погрешностью, не превышающей паспортную).

Измерение изменения дебитов должны проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

В результате проведенного анализа эффективности применяемых методов контроля

процесса разработки месторождения и эксплуатации скважин отмечается, что на месторождении замеры дебита нефти и жидкости по добывающим скважинам проводятся ежедневно, согласно комплексу исследовательских работ, рекомендованных по проекту.

Определение обводненности продукции добывающих скважин

Обводненность должна определяться разовыми исследованиями по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта и систематически в процессе эксплуатации. Определение осуществляется путем лабораторного анализа отбираемых проб продукции. Периодичность замеров обводненности дифференцирована для безводных скважин ($<2\%$), низко и среднеобводненных скважин ($2-90\%$) и высокообводненных скважин ($> 90\%$) и составляет: по безводным скважинам – ежемесячно, по низко- и среднеобводненным – каждые две недели, по высокообводненным скважинам – еженедельно.

Определение газового фактора

Газовый фактор определяется разовыми исследованиями по всем добывающим скважинам новым и после ремонта. Газовый фактор на скважинах, эксплуатируемых при высоких забойных давлениях и характеризующихся начальным газовым фактором, определяется один раз в год. По скважинам, разрабатываемым при низких забойных давлениях, с повышенным газовым фактором (превышающим начальное содержание растворенного газа) измерение производится ежеквартально. Газовый фактор на скважинах, разрабатываемые при низких пластовых давлениях, определяется один раз в месяц.

Определение пластового давления и температуры

По всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты (в том числе и в законтурной области), после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ следует осуществлять определение пластового давления и температуры в виде разовых исследований с целью оценки начальных термобарических характеристик пласта.

В переходящих добывающих и нагнетательных скважинах необходимо проводить систематические замеры пластового давления и температуры с периодичностью – не реже 1 раза в квартал, согласно опорной сети действующего фонда.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны осуществляться с помощью глубинных манометров (дистанционных с автономной регистрацией) в фонтанных и насосных скважинах (через затрубное пространство). В нагнетательных скважинах допустимо определять пластовое давление при условии герметичного ее закрытия непосредственно на устье.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными

приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня и последующего пересчета.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем новым добывающим и нагнетательным скважинам и после выхода из ремонта и систематически в действующих скважинах не реже 1 раза в квартал.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня и последующих пересчетов.

В нагнетательных скважинах забойное давление можно определять расчетным путем по давлению на устье затрубного пространства при закачке через НКТ.

Гидродинамические исследования пластов и скважин

В целях контроля за разработкой в скважинах месторождения рекомендуется проведение следующие виды гидродинамических исследований (ГДИС):

- Замеры пластовых и забойных давлений с помощью глубинного манометра;
- Замеры статических и динамических уровней жидкости в затрубном пространстве;
- Исследования методами КВД, КПД, КВУ, КПУ;

Гидродинамические исследования методом снятия КВД, КПД (или КВУ) выполняются по каждой новой скважине после ввода её в эксплуатацию.

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.

Исследования скважин методом установившихся отборов

Данные исследования должны проводиться как разовые по всем новым скважинам, а также по действующим скважинам до и после ремонтов (ГТМ), связанных с изменением состояния призабойной зоны, так и систематически – по действующим добывающим и нагнетательным скважинам опорной сети не реже одного раза в два года.

Измерения пластовых и забойных давлений в процессе исследований методом установившихся отборов, когда это технически возможно, должны производиться с

помощью глубинных манометров.

При технической невозможности использования глубинных приборов пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается продолжить проведение исследований МУО не менее чем на 3-х режимах прямым и обратным ходом, с отработкой на каждом режиме двое суток. Во время замера дебита на каждом режиме определяется газовый фактор и отбираются поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводненность.

Метод исследования взаимодействия скважин

Метод исследования взаимодействия скважин (гидропрослушивание) используется для определения осредненных значений параметров гидропроводности и пьезопроводности пластов на участках между выбранными парами исследуемых скважин в условиях неустановившейся фильтрации жидкости. При этом решается также качественная задача: установить наличие или отсутствие гидродинамической связи по пласту между забоями исследуемых скважин.

Для исследований выбираются минимум две скважины. Одна из них, по которой производится контролируемое изменение дебита, называется возмущающей, другая, в которой наблюдается изменение забойного давления, вызванное данным возмущением, называется реагирующей.

Наиболее простым с точки зрения технологии исследования и интерпретации результатов является изменение дебита возмущающей скважины на постоянную величину или изменение дебита по периодическому закону.

Метод позволяет определить коэффициент пьезопроводности пласта в зоне между скважинами, не используя при обработке дополнительных данных.

Промыслово-геофизические методы исследования скважин и керна

Контроль за разработкой скважин направлен на получение и правильную интерпретацию информации, характеризующей реально протекающие процессы разработки залежи с конкретизацией во времени и пространстве данных, включающих в себя особенности фильтрации различных флюидов и сопровождающих их физико-химических процессов в пласте и скважинах.

Исходя из условий разработки месторождения на современном этапе основными задачами контроля за разработкой геофизическими методами являются:

- определение ВНК и оценка изменения нефтенасыщенности;
- определение профиля притока и характера поступающего флюида;

- определение профилей приемистости;
- оценка технического состояния скважин.

Основными задачами геофизических исследований является: изучение геолого-геофизического разреза скважин, выделение реперов и корреляция разрезов, литологическое расчленение разреза, определение границ пластов, последовательности и закономерности залегания однотипных пластов и прослеживание по площади, выделение в разрезе пластов-коллекторов, разделение коллекторов по характеру насыщенности (вода, продукт).

В лабораторных условиях должны определяться следующие показатели:

- физико-химические свойства пластовой нефти по данным дифференциального и контактного разгазирования (давление насыщения нефти газом, газосодержание, плотность, вязкость, объёмный коэффициент и сжимаемость в пластовых условиях, коэффициент усадки и др.);
- физико-химические свойства нефти, разгазированной до стандартных условий (плотность, кинематическая вязкость, молекулярная масса, температуры начала кипения и застывания, температура насыщения нефти парафином, процентное содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный, углеводородный и компонентный составы), наличие соли и мехпримесей в нефти;
- полный химико-физический анализ пластовой воды согласно РД.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Отбор проб пластовой нефти производится с целью получения информации о физико-химических и термодинамических свойствах, используемых для определения подсчетных параметров, проектирования, обустройства и эксплуатации месторождений. Глубинные пробы отбирают при условиях, обеспечивающих однофазное состояние флюида на забое скважины, т.е. если давление насыщения пластового флюида не ниже забойного давления для получения представительных проб.

PVT исследования позволяют определить:

- физические параметры нефти в пластовых условиях: давление насыщения, газосодержание, объёмный коэффициент, вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости нефти, усадку нефти;
- состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, содержание углеводородных и не углеводородных компонентов;
- изменение параметров пластовой нефти в зависимости от давления и температуры;
- исследование распределения углеводородов между газовой и жидкой фазами при ступенчатой сепарации пластовой нефти;

- физико-химическая характеристика дегазированной нефти: плотность, вязкость, молекулярная масса, температура застывания и насыщения нефти парафином, фракционный состав, содержание парафина, асфальто-смолистых веществ, серы, воды и хлористых солей.

Все эти параметры должны быть определены в лаборатории исследования пластовых флюидов при пластовых и поверхностных условиях в соответствии с существующими ГОСТами и ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти».

Главным условием для отбора качественных глубинных проб согласно регламентам, ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовые исследования пластовой нефти» является наличие однофазного притока пластовой нефти на забое скважины при $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$ и необходимость после остановки скважины на восстановление пластового давления и его замера перед отбором глубинных проб отработать скважину на минимальном режиме не менее трех дней для предотвращения двухфазового потока на забое скважины.

Физико-химические исследования попутной и закачиваемой вод

Отбор и химический анализ проб попутной воды

Исследования попутных вод продуктивных пластов предназначены для уточнения и прогноза условий разработки месторождения при происходящих во время разработки изменениях водной системы.

Данные исследования по попутным водам включают в себя отбор проб и определение физико-химического и ионного состава, состава водорастворенной органики, микрокомпонентного состава подземных вод.

Отбор и исследования проб попутной воды должен осуществляться по выбранным добывающим скважинам.

Исследования попутных вод проводятся по следующим показателям:

1. Физико-химический состав: плотность, температура, водородный показатель (рН), 6-ти компонентный ионный состав (Cl^- ; SO_4^{2-} ; HCO_3^- ; Ca^{2+} , Mg^{2+} , $\text{Na}^+ + \text{K}^+$), растворенные газы;
2. Состав водорастворимой органики (общая органика, летучая органика, битумы, нафтеновые кислоты, летучие фенолы, бензол);
3. Микрокомпонентный состав.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной для поддержания пластового давления, а также соответствия требованиям, предъявляемым к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и химический анализ воды, в том числе 6-ти компонентный, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода, а также

концентрации и размера механических примесей. Для выявления активности сульфатредукции производится отбор проб и их посев в питательную среду для определения количества сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Рекомендуемый комплекс исследований скважин по контролю за процессом разработки представлен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Рекомендуемый комплекс исследований по контролю за разработкой

№ п/п	Виды исследований	Периодичность проведения
1	Замер дебитов жидкости и приемистости	По действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин – 1 раз в месяц
2	Определение обводненности продукции	По действующему фонду добывающих скважин – 1 раз в месяц
3	Определение газового фактора	По действующему фонду добывающих скважин: при $R_{пл} > R_{нас}$ – 1 раз в год при $R_{пл} < R_{нас}$ – 1 раз в месяц
4	Определение буферного, затрубного, устьевого давления	По действующему фонду добывающих скважин: по фонтанным – 2 раза в месяц по механизированным – 1 раз в месяц
5	Определение пластового давления	По 50% действующего добывающего и нагнетательного фонда скважин – 1 раз в год
6	Определение забойного давления	По действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин – 1 раз в квартал
7	Исследования на установившихся / неуставившихся режимах фильтрации	По 15% действующего добывающего и нагнетательного фонда скважин – 1 раз в год
8	Исследования профиля притока, источников и интервалов обводнения / профиль поглощения	По мере необходимости
9	Определение технического состояния скважины	По мере необходимости
10	Контроль положения ВНК и ГНК и оценка изменения нефтенасыщенности	По мере необходимости
11	Отбор и анализ глубинных проб нефти	По мере необходимости
12	Отбор и анализ поверхностных проб нефти	По мере необходимости
13	Анализ закачиваемой воды	По 10% действующего фонда нагнетательных скважин – 1 раз в месяц

10. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Глава «Охрана недр и окружающей природной среды» Дополнение к «Проекту разработки месторождения Акшабулак Центральный» выполнена службой экологии ТОО «КМГ Инжиниринг», имеющим Государственную лицензию 02177Р от 18.03.2020 года, на основании следующих документов:

- Экологический Кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021г.;

10.1 Природно-климатическая характеристика района

В климатическом отношении район работ относится к зоне сухих степей и полупустынь. Климат резко континентальный с сухим жарким летом и холодной зимой. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, самым жарким месяцем является июль. Снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта. Характерной особенностью климата района являются сильные ветры, преимущественно восточного направления, вызывающие в зимний период снежные бураны, а летом - песок и пыль, образующие песчаные бури.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики по Кызылординской области представлены метеорологические данные по метеостанции «Кызылорда».

Таблица 10.1– Общая климатическая характеристика

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь)	-10,4 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль)	+35,2 градуса тепла
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	79,7 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	66,9 мм
Среднее число дней с пыльными бурами	2,9 дня
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	8 м/с

Таблица 10.2 - Повторяемость направлений ветра и штилей, %

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
18	26	13	4	7	10	13	9	20

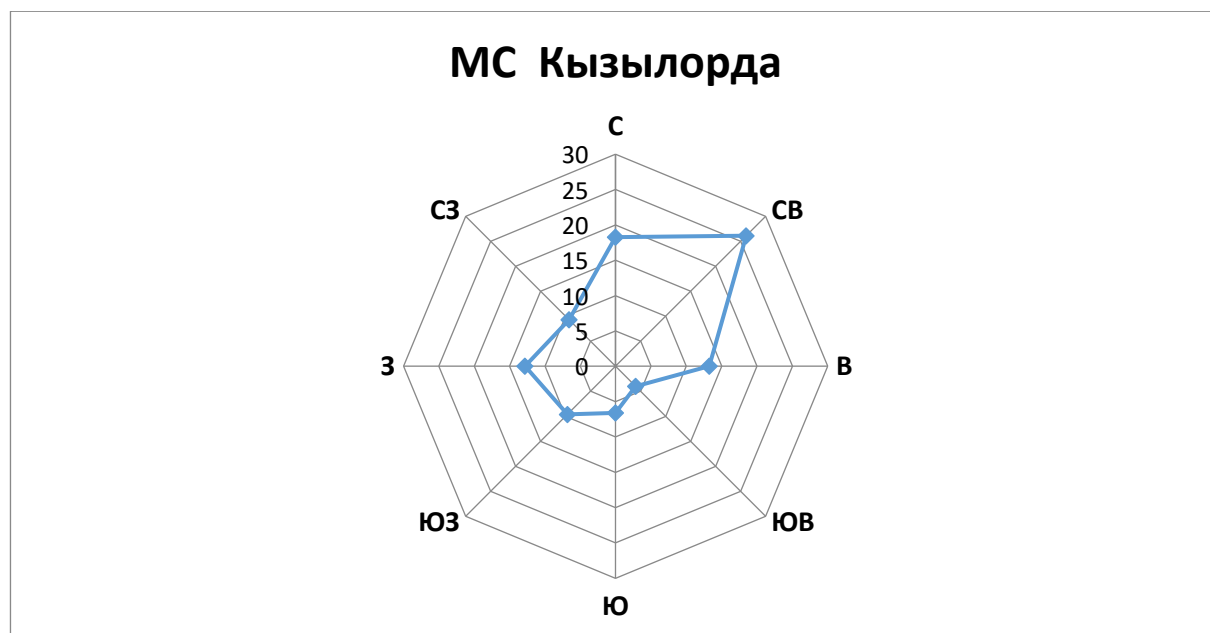


Рисунок 10.1 – Роза ветров

10.2 Мониторинг состояния окружающей среды

Для ТОО СП «Казгермунай» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами испытательной лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности ТОО СП «Казгермунай».

Задачей ПЭК является получение объективных данных о параметрах производственных процессов, производственных факторов воздействия на компоненты окружающей среды и изменений состояния окружающей среды под воздействием хозяйственной деятельности. Данный раздел представляет собой анализ отчетов производственных экологических мониторингов за 2022 г. Оценка изменений состояния конкретных природных объектов проводится на основании сравнения данных регулярных наблюдений за параметрами компонентов окружающей среды и нормативных показателей.

10.3 Анализ современного состояния атмосферного воздуха

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля соблюдения нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха.

Целью мониторинга атмосферного воздуха является получение информации об эмиссиях загрязняющих веществ, о возможных изменениях воздействия объектов ТОО СП «Казгермунай» на качество окружающей среды.

Согласно Программе ПЭК в 2022г. для определения максимально-разовых приземных концентраций сероводорода, оксидов азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов на границе санитарно-защитной зоны отбирались пробы атмосферного воздуха месторождения Акшабулак Центральный. Результаты анализов проб атмосферного воздуха представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3. Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, выполненных на границе санитарно-защитной зоны в 2022 год

Точка отбора проб	Фактические полученные данные, мг/м ³							
	NO2	NO	C	SO2	CO	H2S	C1-C5	C6-C10
1 квартал								
Гр С33 юг	0,0541	0,0427	<0,025	<0,025	2,56	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0548	0,0425	<0,025	<0,025	2,36	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0526	0,0393	<0,025	<0,025	2,41	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0541	0,0428	<0,025	<0,025	2,36	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
2 квартал								
Гр С33 юг	0,0531	0,0438	<0,025	<0,025	2,63	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0555	0,0438	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0539	0,0383	<0,025	<0,025	2,48	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0553	0,0432	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
3 квартал								
Гр С33 юг	0,0527	0,0438	<0,025	<0,025	2,55	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0541	0,0438	<0,025	<0,025	2,45	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0528	0,0383	<0,025	<0,025	2,23	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0545	0,0432	<0,025	<0,025	2,38	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50
4 квартал								
Гр С33 юг	0,0515	0,0427	<0,025	<0,025	2,13	<0,004	<25	<30
Гр С33 север	0,0527	0,0412	<0,025	<0,025	2,23	<0,004	<25	<30
Гр С33 запад	0,0531	0,0323	<0,025	<0,025	2,27	<0,004	<25	<30
Гр С33 восток	0,0536	0,0445	<0,025	<0,025	2,21	<0,004	<25	<30
Норма по НД на продукцию	0,2	0,4	0,15	0,5	5,0	0,008	50	50

Вывод: анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождения Акшабулак Центральный показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают 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;

ежеквартальное проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

10.4 Анализ текущего состояния поверхностных и подземных вод

Гидрографическая сеть в районе месторождения Акшабулак Центральный 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-сеноманских 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-алевритоглинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K,al-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.

Использование этих вод в настоящее время ограничено, но они перспективны для водоснабжения и технических целей.

Водопотребление и водоотведение

Водоснабжение питьевой и технической водой месторождения Акшабулак Центральный осуществляется согласно договору со специализированными организациями; образующиеся в процессе жизнедеятельности персонала сточные воды вывозятся также специализированной организацией.

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;
- обязательно должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

10.5 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 Акшабулак Центральный 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.

10.6 Анализ современного состояния почвенного покрова

Месторождение Акшабулак Центральный с приращенными территориями расположено, согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана, в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. Основными зональными подтипами почв на территории месторождения Акшабулак Центральный 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 Арысум, 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 нижнеолигоценовыми глинами, четвертичными озерными засоленными и верхнечетвертично-современными отложениями. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески.

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.

10.7 Растительный мир

На территории месторождений 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 Акшабулак Центральный, 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 безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

10.8 Животный мир

Освоение месторождения Акшабулак Центральный в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. В описываемом районе встречается

23 вида птиц и 2 вида млекопитающих, занесенных в Красную книгу Республики Казахстан. Среди них такой эндемичный вид республики как кожанок Бобринского.

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-плюсунья, 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.

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 скважины, 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.

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.

10.9 Радиационная обстановка

Согласно Закону РК от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются: принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы.

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мкЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мкЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

- удельная активность в производственной пыли – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной обстановке

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

- Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).
- Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.
- Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.
- Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.
- В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.
- В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины, вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.
- Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.
- Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).

10.10 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 недрами, отходами производства и сбросом сточных вод;
- соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации нефтедобывающих скважин.

Вывод

Результаты анализа показали, что в период разработки месторождения Акшабулак Центральный ТОО СП «Казгермунай» на окружающую среду не было оказано существенного отрицательного воздействия по результатам мониторинговых наблюдений, все природоохранные мероприятия были соблюдены.

11. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На дату составления отчета фонд пробуренных скважин на месторождении Акшабулак Центральный составляет 218 скважины, в том числе девять новых скважины №№489, 490, 491, 493, 494, 495, 496, 498, 499.

По состоянию на 01.01.2026г на основе всех собранных геолого-геофизических материалов был выполнен «Пересчет извлекаемых запасов УВС месторождения Акшабулак Центральный» по состоянию на 01.07.2025г. Утвержденные запасы нефти геологические/извлекаемые в пределах контрактной территории ТОО «СП Казгермунай» составили 68642/46693 тыс. т по категории В, 23107/6813 тыс. т по категории С₁, 5291/717 тыс. т по категории С₂.

Для дальнейшего изучения месторождения недропользователю рекомендуется:

- включить в комплексе ГИС метод спектрального гамма-каротажа СГК;
- отобрать керн для уточнения коэффициента вытеснения нефти для II и III объектов разработки;
- отобрать пробы газа и конденсата, с проведением газоконденсатных исследований;
- продолжить отбор поверхности и глубинных проб флюидов для уточнения физико-химических свойств;
- проводит ГДИС;
- доразведать запасы с целью перевода категории С₂ в С₁;

12. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Выравнивание профиля приемистости (ВПП)

Учитывая высокую обводненность продукции скважин русловых отложений, планируется применение технологии по выравниванию профиля приемистости, способных обеспечить вовлечение в разработку низко и среднепроницаемых коллекторов посредством:

- ✓ увеличения объемного охвата продуктивных пластов за счет перераспределения фильтрационных потоков, следовательно, увеличение дебита по нефти;
- ✓ снижения или стабилизации обводненности;

Технология ВПП основаны на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов (СПС), предназначенных для создания непроницаемого экрана в высокопроницаемых слоях пласта, с целью вовлечения средне и низкопроницаемых интервалов пласта. В результате, за счет увеличения градиента давления между зоной нагнетания и зоной отбора и изменения направления фильтрационных потоков в пласте в процесс активной выработки запасов вовлекаются нефтенасыщенные пропластки пониженной проницаемости и обводненности ранее не охваченные или слабо охваченные заводнением.

В связи с этим единственная задача МУН, способная обеспечить повышение КИН, заключается в выравнивании профиля движения фильтрационных потоков. При этом выравнивание фронта вытеснения посредством полимерного заводнения технологически не имеет потенциала на успех, так как полимер, во-первых, решает именно проблемы соотношения подвижностей, вытесняющего и вытесняемого агентов, а не проблему соотношения проницаемостей фильтрационных каналов; во-вторых, высокие проницаемости русловых отложений на корню нивелируют вязкостные различия воды и полимера.

При проведении работ по применению технологии выравнивания профиля приемистости наиболее важным является техническое состояние нагнетательных скважин. До начала применения технологий воздействия необходимо проведение геофизических исследований нагнетательных скважин (ГИС) участка работ на предмет уточнения принимающих толщин и наличия различных нарушений эксплуатационной колонны, заколонной циркуляции и прочее. Проведение работ при наличии неисправности эксплуатационной колонны в лучшем случае приводит к значительному снижению технологической эффективности от применения технологии воздействия.

13. ВЫПОЛНЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Месторождение Акшабулак Центральный на момент составления настоящего «Дополнению к проекту разработки...», разрабатывается согласно дополнению №7 от 19.05.2023г. Срок завершения контракта на недропользование 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.

Количество скважин на месторождении Акшабулак Центральный, подлежащих ликвидации, составит 163 ед, из них 70 добывающих скважин, 32 нагнетательных, 12 скважин в наблюдательном фонде, 1 скважина в консервации, 48 водозаборных скважин.

Расчет стоимости ликвидации скважин составлен на основании плана ликвидационных работ, исходя из норматива продолжительности работ и стоимости 1 бригада/часа. Норматив стоимости 1 бригада/часа на ликвидационные работы на 2026г. предоставлен ТОО «СП «Казгермунай».

Таблица 13.1 - Таблица ликвидации скважин

Объект ликвидации	Продол-сть ликвид. работ на 1 скважину, час	Кол-во скважин	Стоимость работы 1 бригада/часа, тенге	Всего продол-сть ликвид. работ, час	Общая стоимость, тенге
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации I	166	71	71084	11786	837 796 024
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации II	136	24	71084	3264	232 018 176
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации III	166	6	71084	996	70 799 664
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации IV	158	1	71084	158	11 231 272
Скважины, ликвидируемые по схеме ликвидации V	108	13	71084	1404	99 801 936
Водозаборные скважины	56	48	71084	2688	191 073 792
ИТОГО		163		20 296	1 442 720 864

В разряд работ по ликвидации последствий деятельности подпадают также работы по установке реперов с тумбами. По месторождению Акшабулак Центральный необходимо установить 163 репера с тумбами. Стоимость ликвидации 1 репер тумбы составила **412 080 тенге**, в таблице П.13.2 предоставлена сметная стоимость репер тумбы, таким образом затраты на установку 163 реперов с тумбами составят с учетом НДС

$$412\,080 \text{ тенге} * 163 \text{ ед.} = 67\,169\,040 \text{ тенге.}$$

Перечень оборудования подлежащих ликвидации приведен в табличных приложениях П.13.3. Стоимость ликвидации объектов, приведена таблице П.13.1. Сумма ликвидационного фонда с учетом стоимости ликвидации скважин, промысловых объектов, оборудования и рекультивации земли с учетом НДС составила **6 256 951 273 тенге**. Накопленные средства на банковском вкладе **4 733 374 153 тенге**. Сумма к накоплению за вычетом накопленных средств и учетом накопленной инфляции на 2040г составит **2 370 610 983 тенге**. Ниже приведена сводная таблица стоимости ликвидации.

Таблица 13.2 - Сводная таблица по полной стоимости ликвидации месторождения

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на ликвидацию скважин	8 851 048	163	1 442 720 864
Затраты на установку репер тумбы	412 080,00	163	67 169 040
Затраты на демонтаж оборудования, зданий и сооружений			2 909 883 229
Рекультивацию нарушенных земель			93 358 494

Наименование	Стоимость, тенге	Количество	Общая стоимость, тенге
Затраты на организацию и управление строительством			510 625 703
Сметная прибыль 5%			154 817 111
Непредвиденные работы и затраты - 2%			70 277 349
Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)			145 071 721
НДС, 16%			863 027 762
ИТОГО			6 256 951 273
Накопленная сумма			4 733 374 153
Итого с учетом вычета и с инфляцией			2 370 610 983
Накопленная добыча нефти за рентабельный период			4404,504
Удельный норматив, тонна/тенге			538,22

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 взноса денег в размере суммы, определенной в проекте разработки месторождения пропорционально планируемыми объемам добычи углеводородов.

Учитывая вышесказанное, в рамках настоящего отчета расчет отчислений в ликвидационный фонд проведен начиная с 2026г до конца рентабельного периода 2040г, 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	603,15	538,22	324 627,836
2027	505,12	538,22	271 865,196
2028	422,61	538,22	227 456,380
2029	387,47	538,22	208 543,730
2030	373,59	538,22	201 077,027
2031	340,54	538,22	183 285,601
2032	297,99	538,22	160 385,665
2033	266,86	538,22	143 631,659
2034	240,19	538,22	129 276,798
2035	214,04	538,22	115 200,618
2036	192,62	538,22	103 671,199
2037	169,69	538,22	91 330,133
2038	148,10	538,22	79 708,573
2039	128,41	538,22	69 113,514
2040	114,15	538,22	61 437,056
Итого	4404,50	538,22	2 370 610,98

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**а) Опубликованные литературы:**

1. 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 24.05.2018г);
2. Правительство РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр»,
утвержденный приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239;
3. Правительство РК «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа»,
утверждена Приказом Министра энергетики и природных ресурсов РК от 13.08.1997г №99;
4. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденный Приказом №355 МИР РК от 30.12.2014г;
5. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением», утвержденный Приказом №358 МИР РК от 30.12.2014г;
6. Правительство РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов», утвержденный Приказом №359 МИР РК от 30.12.2014г;
7. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный Приказом №261 и.о. Министра национальной экономики РК от 27.03.2015г;
8. Правительство РК «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», 2018г;
9. Правительство РК Экологический кодекс РК, утвержденный постановлением Правительства РК №212 от 09.01.2007г (с изменениями и дополнениями от 05.10.2018г);
10. Правительство РК «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные постановлением Правительства РК №237 от 20.03.2015г;

11. Правительство РК «Инструкция по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую природную среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации», утвержденные Приказом Министра ООС РК от 28.06.2007г №204-п (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.06.2016 г);
12. МООС РК «Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г;
13. Правительство РК СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», утвержденный Приказом Председателя Комитета по техническому регулированию и метрологии Министерства индустрии и торговли РК №596 от 31.10.2012г;
14. Правительство РК «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденные приказом внутренних дел РК №439 от 23.06.2017г;
15. Правительство РК «Правила устройства электроустановок», утвержденные Приказом Министра Энергетики РК №230 от 20.03.2015г (с изменениями по состоянию на 25.12.2017г);
16. Правительство РК «Единая методика расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг», утвержденная приказом Министра по инвестициям и развитию РК №260 от 20.04.2018г;

б) Фондовая литература

1. К.Х. Макажанов
А.А. Альпаев «Подсчет запасов нефти продуктивного горизонта Ю-III месторождения Акшабулак-Центральный Кзыл-Ординской области Республики Казахстан», г.Алматы, 1995г, (Протокол № 42 заседания ГКЗ от 30 мая 1996г).
2. Мурсалимов С.Д.,
Макажанов К.Х.,
Привалов А.С. и др. «Подсчет запасов нефти месторождения Акшабулак Центральный Кзыл-Ординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.1998г», г. Алматы (Протокол №1126 Заседания государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при совете министров СССР от 06.08.98г, Москва).
3. Миннибаева С.Б.,
Радайкина З.В. и др. «Проект ОПР месторождения Акшабулак Центральный», г. Актау, 2001г.
4. Бабашева М.Н.,
Халикова Л.В.,
Каирбеков С.Б. и др. «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный по состоянию на 01.01.2004г», г. Атырау, ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз».

5. Бабашева М.Н.,
Каирбеков С.Б.,
Халикова Л.В. и др.
«Технологическая схема разработки месторождения Акшабулак Центральный», ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2004г.
6. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Юсупова М.С.,
Шалагулова Ш.А. и др.
«Авторские надзоры за реализацией технологической схемы разработки», г. Атырау, 2006 и 2008 гг., ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».
7. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Шалагулова Ш.А. и др.
«Анализ разработки месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2009г, ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».
8. Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2010 г.), г. Атырау, 2010г, (Протокол ГКЗ РК № 989-10-У от 08.12.2010г)
9. Нурбаев С.Т.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Уточненная технологическая схема разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2011г, (Протокол Комитета геологии и недропользования МИНТ РК №171 от 13.07.2011г).
10. Каирбеков С.Б.,
Мурзагалиева Ж.С.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2012г, (Официальное письмо №17-02/3687-КГН от 08.10.2012г Комитета геологии и недропользования МИНТ РК).
11. Рамазан А.У.,
Мусина Ж.К.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Перевод запасов нефти и растворенного газа с категории С2 в более высокую категорию С1 продуктивного горизонта Ю-П месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию на 02.01.2013г), г.Атырау, 2013г, (Протокол №1306-13-У от 16.07.2013г)
12. Нурбаев С.Т.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2013г, (исх. письмо КомГео 17-04-2230-и от 04.12.2013г)
13. Каирбеков С.Б.,
Рамазан А.У.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемой разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2014г, (Официальное письмо №27-5-1475-и от 12.10.2014г Комитета геологии и недропользования МИНТ РК).
14. Рамазан А.У.,
Сымгалиев А.Д.,
Абуев Р.Б.,
Мухтанов Б.М. и др.
«Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2015г.), г.Атырау, 2015г»
15. Каирбеков С.Б.,
Мухтанов Б.М.,
«Проект разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2016г.

- Абуев Р.Б.,
Сымгалиев А.Д.
16. Рамазан А.У.,
Абуев Р.Б.,
Комашев А.О. «Прирост запасов нефти и растворенного газа продуктивных горизонтов М-II-2 и Ю-III месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», г. Атырау, 2017г.
17. Уткилбаев Н.К.,
Джаксылыков Т.С.,
Абуев Р.Б. «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2017г, (исх. письмо КомГео 27-5/7198-кгн от 28.12.2017г)
18. Абуев Р.Б.,
Сымгалиев А.Д.,
Берекетов А.С.,
Уткилбаев Н.К.,
Дюсемалиева А.Б. и др. «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2018г.), г.Атырау, 2018г»
19. Уткилбаев Н.К.,
Джаксылыков Т.С.,
Абуев Р.Б. «Анализ разработки нефтяного месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2019г.
20. Джаксылыков Т.С.,
Сымгалиев А.Д.,
Гуковский Д.А. «Авторский надзор за реализацией проектного документа месторождения Акшабулак Центральный», г. Атырау, 2020г.
21. Мурзагалиева Ж.С.
Хажитов В.З.
Адаева С.С.
Мухамбетова А.М. «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Акшабулак Центральный Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности 02.01.2021г.), г Атырау, 2021г»
22. Фактические материалы, геологические отчеты, материалы ГИС, исследования пластовых флюидов, анализы кернa, Рабочая Программа ТОО СП «Казгермунай».

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.2.3.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

№№ п/п	№№ скважины	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора проб	Плотность, кг/м³	Содержание солей, мг/дм³	Содержание, масс%					Парафин		Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм²/с				Кисл. число, мг/кон гр	Фракционный состав, %						Организация, проводившая исследования
							воды	смола силикогелевых	асфальтенов	серы	кокса	%	температура плавления °С	застывание	вспышки	20°С	30°С	40°С	50°С		Н.К.°С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
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	27	28
Северный свод																											
1	11	1573-1624	М-II-1		828,0		-	10,9	0,8	0,2		11,6		22,0		-					62	7,0	20,0	26,0	40,0	-	
2	11	1617-1621	М-II-1		821,0		-	10,6	0,2	0,3		12,7		15,0		15,9					60	5,0	13,0	23,0	32,0	44,0	
3	11	1627-1636	М-II-1		835,0		-	3,5	0,0	0,3		3,5		12,0		12,8					50	9,0	60,0	91,0	98,0	-	
4	12	1643-1647	М-II-1		826,0		0,2	6,0	1,3	0,1		3,1		19,0		6,1					60	3,0	11,0	19,0	34,0	40,0	
5	12	1643-1647	М-II-1		860,0		-	8,6	0,3	0,2		15,1		13,0		18,3					59	3,0	12,0	20,0	30,0	40,0	
6	13	1631-1635	М-II-1		846,0		-	8,8	0,7	0,2		10,9		20,0		12,6					55	3,0	10,0	25,0	31,0	37,0	
7	13	1645-1649	М-II-1		834,0		-	9,7	0,3	0,2		3,3		18,0		12,7					59	4,0	24,0	33,0	50,0	-	
8	14	1616-1656	М-II-1		822,0		-	8,9	0,1	0,2		8,2		16,0		11,4					72	2,0	13,0	24,0	34,0	40,0	
9	29	1617-1641	М-II-1		820,0		2,0	3,9	0,2	0,1		12,5		14,0		12,5					48	9,0	18,0	31,0	48,0	75,0	
10	11	1649-1657	М-II-2		827,0		-	10,6	0,2	0,3		20,3		20,0		16,2					55	12,0	18,0	22,0	34,0	-	
11	13	1674-1677	М-II-2		828,0		-	12,0	1,0	0,1		8,5		14,0		17,1					75	1,0	10,0	15,0	21,0	30,0	
12	14	1661-1669	М-II-2		833,0		-	9,9	0,3	0,2		7,6		16,0		14,5					65	4,0	14,0	25,0	45,0	58,0	
13	29	1652,1-1666	М-II-2		838,0		3,0	8,2	0,5	0,2		12,5		15,0		25,2					56	8,0	19,0	28,0	44,0	73,0	
14	216	1617,8-1631,5	М-II-1	15.06.08	828,8	5,8	-	13,5	3,0	0,1	0,8	6,3	56	15,0	-7	18,7	10	7	5,6	0,2	80	4,0	12,0	20,0	30,0	46,0	ТОО "КМГ"
15	227	1649-1657	М-II-2	25.12.08	833,8	17,4	-	18,0	0,9	0,1	2,0	10,3	54	5,0	-5	67,9	25	-	7,8	0,2	80	2,0	12,0	21,0	27,0	40,0	ТОО "КМГ"
16	218	1615,5-1639,5	М-II-1	15.11.07	826,2	23,1	-	12,0	0,8	0,1	0,8	6,9	58	6,0	-7	17,2	10	-	5,4	0,4	77	4,0	14,0	25,0	32,0	46,0	
17	312	1608-1648	М-II-1	30.04.98	842,0		отс.	11,0	0,4	0,2		12,7		40,6	-15,4	13,7	7	5	1,8		58	3,7	11,3	23,6	31,6	40,1	ТОО "МГС"
18	244	1635-1643	М-II-1	24.09.13	828,5	27,2	отс.	10,9		0,1	1,0	7,3	56	5,0	-7	12,6	8	6	5,0	0,1	50	7,0	17,0	29,0	39,0	50,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение по М-II-1					830,4	18,4	1,7	9,8	0,5	0,2	1,2	10,2	56,0	15,0	-8	14,9	8,9	6,0	5,9	0,2	62	5,0	17,1	27,8	38,9	47,1	
Южный свод																											
19	7	1510-1630	М-II-1		842,0		2,10	4,4	0,3	0,3		3,4				6,2					50	2,0	4,0	20,0	26,0	46,0	
20	7	1635-1642	М-II-1		830,0		0,10	9,9	0,1	0,3		8,9		17,0		16,5					75	3,0	13,0	21,0	45,0	-	
21	9	1613-1626	М-II-1		847,0		-	9,3	0,7	0,2		10,1		13,0		12,8					53	3,0	11,0	26,0	32,0	38,0	
22	28	1630-1642	М-II-1		821,0		-	7,8	0,1	0,2		2,7		2,0		7,0					45	15,0	27,0	32,0	43,0	53,0	
23	22	1607,5-1646	М-II-1		817,0		-	10,0	0,1	0,1		9,6		19,0		10,9					53	10,0	20,0	32,0	45,0	56,0	
24	7	1580-1669	М-II-1+2		834,0		-	2,7	0,3	0,2		4,1				4,9					60	2,0	10,0	23,0	31,0	48,0	
25	213	1608,6-1635,7	М-II-1	14.06.08	821,7	279,5	0,12	11,9	0,8	0,1	0,5	8,7	56,0	-4,0	-7	12,4	7,1	5,4	4,5	0,1	85	2,0	12,0	22,0	31,0	46,0	ТОО "КМГ"
26	236	1620-1636.5	М-II-1	15.01.11	833,2	23,3	-	12,7	-	0,04		9,8	56,0	11,0	-7	13,5	8,5		5,0	0,1	55	7,0	15,0	27,0	32,0	45,0	
27	298	1621-1639	М-II-1	06.12.15	832,1	20,8	0,03	11,3	отс.	0,1	0,8	4,4	55,0	15,0	-20	14,5	9,0	6,5	5,0	0,1	78	3,0	12,0	20,0	28,0	39,0	ТОО "КМГ"
28	222	1625,9-1643	М-II-1	15.10.18	819,3	12,4	отс.	11,1	0,8	0,1	2,5	3,0	54,0	-12,0	-25	9,3	5,7	4,5	3,6	0	50	8,0	16,0	23,0	30,0	40,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение по М-II-1					829,7	18,8	0,59	9,1	0,4	0,1	1,3	6,5	55,3	7,63	-15	10,8	7,6	5,4	4,5	0,1	60,4	5,5	14,0	24,6	34,3	45,7	
Северный свод																											
29	13	1705-1733	Ю-0-16		846,0		-	11,1	0,5	0,1		9,8		8		33,1					120	-	3,0	14,0	25,0	37,0	
30	14	1718-1727	Ю-0-16		840,0		-	9,0	0,4	0,1		9,7		12		29,5					115	-	3,0	14,0	24,0	32,0	
31	258	1690-1696	Ю-0-16	01.10.13	830,9	40,8	0,2	7,4	отс.	0,1	1,1	6,4	55,0	4	-7	12,3	7,9	6,0	4,8	0,04	60	5,0	15,0	28,0	38,0	50,0	ТОО "КМГ"
32	293	1691-1696	Ю-0-16	14.05.14	837,7	135	0,2	13,1	отс.	0,1	1,1	5,9	55,4	18	-7		14,5	9,3	6,7	0,01	70	3,0	11,0	20,0	25,0	35,0	ТОО "КМГ"

Продолжение таблицы П.2.3.1

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	27	28
33	258	1690-1696	Ю-0-16	20.10.18	825,0	18,7	отс.	11,8	0,5	0,1	2,5	7,0	53,8	14	-20	25,0	7,9	5,6	4,3	0,05	50	5,0	12,0	18,0	24,0	33,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение по Ю-0-1 б					835,9	64,7	0,24	10,5	0,5	0,1	1,6	7,8	54,7	11,2	-11,3	25,0	10,1	6,9	5,3	0,0	83,0	4,3	8,8	18,8	27,2	37,4	
34	12	1726-1753	Ю-0-2		835,0		-	8,3	12,5	0,1		9,1		10		22,1					32	10,0	19,0	24,0	34,0	44,0	
35	12	1726-1753	Ю-0-2		825,0		-	10,8	0,2	0,1		12,7		20		11,1					45	8,0	11,0	21,0	-	-	
36	13	1742-1754	Ю-0-2		834,0		0,75	7,1	1,5	0,0		3,2		6		5,4					49	6,0	16,4	26,0	35,0	42,0	
37	13	1754-1760	Ю-0-2		845,0		-	10,6	0,6	0,1		10,0		9		32,1					125	-	4,0	13,0	23,0	35,0	
38	14	1732-1747	Ю-0-2		838,0		0,12	9,1	1,1	0,1		3,2		19		5,1					66	4,0	11,0	19,0	28,0	40,0	
39	29	1723-1743,5	Ю-0-2		820,0			10,4	0,2	0,2		19,7		12		8,9					52	8,0	19,0	25,0	36,0	52,0	
40	230	1733-1747	Ю-0-2		846,6	20,4		13,3	1,1	0,2	0,5	6,8	57,6	15	-2	67,8	16,6	11,4	8,2	0,06	100		9,0	16,0	23,0	37,0	ТОО "КМГ"
41	12	1727-1745	Ю-0-2	20.07.10	837,6	25,3	-	14,3	0,4	0,1	0,9	7,8	56,7	21	-7	52,4	19,2	11,6	8,1	0,04	80	3,0	13,0	20,0	29,0	43,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение по Ю-0-2					835,2	22,8	0,4	9,9	0,8	0,1	0,5	9,2	57,6	13,0	-2,0	14,1	16,6	11,4	8,2	0,06	67,0	7,2	12,8	20,6	29,8	41,7	
42	11	1738-1755	Ю-Ia		832,0		0,1	9,7	0,2	0,2		16,1		22		13,5					55	2,0	10,0	17,0	31,0	-	
43	14*	1751-1764	Ю-Ia		856,0		8,6	12,2	2,0	0,0		4,3		22		9,5					58	3,0	13,0	21,0	32,0	42,0	
44	312	1717,8-1753,3	Ю-Ia	06.05.98	830,0		-	7,2	0,5	0,2		11,2		40,4	-16,1	15,3	8,2	4,7	1,8		59	4,0	17,7	26,3	38,2	-	ТОО "МГС"
Среднее значение по Ю-I а					831,0		0,1	8,5	0,4	0,2		13,7		31,20	-16	14,4	8,2	4,7	1,8		57,0	3,0	13,9	21,7	34,6		
Среднее значение в целом по горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I:					834,9	47,9	0,3	10,3	0,8	0,1	1,2	8,9	55,7	15,4	-7,8	17,1	12,4	8,1	5,6	0,04	71,9	5,3	11,6	20,1	29,5	40,0	
Южный свод																											
45	7	1704-1725	Ю-0-2		828,0		-	10,9	0,8	0,2		11,6		-		6,2					22	5,0	20,0	30,0	52,0	57,0	
46	7	1704-1725	Ю-0-2		825,0		-	10,0	0,3	0,2		13,1		11		21,7					65	1,0	15,0	22,0	31,0	-	
47	22	1701,6-1745,5	Ю-0-2		817,0		-	8,9	1,0	-		10,3		13		14,1					43	10,0	20,0	32,0	56,0	56,0	
48	7	1738-1755	Ю-Ia		818,0		-	4,1	0,1	0,3		9,8		9		8,9					14	5,0	16,0	25,0	48,0	-	
49	9*	1693-1725	Ю-0-16		854,0		-	11,8	1,4	0,0		10,7		20		10,9					55	3,0	15,0	23,0	33,0	45,0	
50	283	1700-1710	Ю-0-16	01.10.13	822,5	29,9	0,60	8,2	отс.	0,1	1,0	4,2	55,0	12	-7	8,8	5,78	4,53	3,69	0,08	65	6,0	18,0	28,0	37,0	48,0	ТОО "КМГ"
51	256	1709-1711	Ю-0-2	27.07.13	830,3	20,0		8,0		0,1	1,1	6,9	55,2	4	-7	12,2	7,70	5,76	4,56	0,04	70	4,0	15,0	24,0	32,0	44,0	ТОО "КМГ"
52	256	1709-1711	Ю-0-2	19.10.13	830,9	15943		8,0	отс.	0,1	1,0	6,7	55,0	4	-7	13,9	7,73	5,88	4,64	0,13	65	4,0	16,0	28,0	36,0	46,0	ТОО "КМГ"
53	257	1697-1705	Ю-0-16	06.01.17	821,0	0,01	0,03	10,0	отс.	0,1	31,8	4,6	57,4	12	-21	8,3	5,62	4,48	3,66	0,05	65	6,0	12,0	20,0	29,0	40,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение в целом по горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I					824,1	16,6	0,32	8,5	0,5	0,2	1,0	8,4	55,7	9,3	-10,5	11,8	6,7	5,2	4,1	0,1	51,1	5,1	16,5	26,1	40,1	48,5	
54	7	1806-1824,4	Ю-III		821,0		-	8,2	0,5	0,2		20,8		17		7,1					55,0	11,0	23,0	35,0	41,0	-	
55	7	1806-1824,4	Ю-III		810,0		-	7,3	0,2	0,2		20,0		15		6,7					40,0	12,0	22,0	34,0	46,0	-	
56	7	1806-1824,4	Ю-III		822,0		0,55	5,5	0,1	0,1		15,4		18		10,1					58,0	12,0	15,0	28,0	37,0	50,0	
57	7	1806-1824,4	Ю-III		835,0			8,2	0,5	0,2		21,3		21							70,0	1,0	3,0	12,0	29,0		
58	9	1841-1852	Ю-III		825,0			8,7	0,2	0,2		7,4		12		9,4					90,0	1,0	11,0	20,0	30,0	39,0	
59	12	1860-1870	Ю-III		836,0			7,6	10,5	0,3		4,5		13		22,3					28,0	13,0	23,0	28,0	38,0	49,0	
60	13	1852-1855	Ю-IIIa		820,0		0,29	4,4	23,2	0,1		5,5		11		27,3					30,0	13,0	24,0	30,0	40,0	51,0	
61	13*	1861-1871	Ю-III		845,0			4,5	24,3	0,03		4,1		10		24,7					31,0	13,0	24,0	30,0	40,0	51,0	
62	14	1836-1843	Ю-IIIa		823,0			7,2	7,9	0,1		26,8		10		24,6					26,0	15,0	27,0	32,0	41,0	50,0	
63	14*	1851-1862	Ю-III		858,0			7,9	12,6	0,1		8,8		10		13,9					70,0	3,0	12,0	17,0	30,0	43,0	
64	19	1868-1891	Ю-III		824,0			11,3	0,4	0,2		7,4		22		10,0					56,0	4,0	14,0	29,0	37,0	43,0	
67	30	1870-1872	Ю-IIIa		818,0			8,4	0,3	0,1		10,0		11		35,0					38,0	3,0	15,0	18,0	37,0		
66	29	1855-1868	Ю-III	27.11.96	825,0			12,9	0,5	0,2		15,4		20	18	22,2	16,4		5,81		58,4	3,5	7,9	13,2	23,4	29,7	ТОО "МГС"
65	22	1830-1840	Ю-III	28.06.98	815,0		-	8,3	0,3	0,2		18,2		18	27	8,6			4,69		65,0	12,0	23,0	34,0	40,0	43,0	
71	343	1824-1837,2	Ю-III	18.03.08	828,5	9,7	-	13,2	0,3	0,1	0,8	8,8	58,8	-8	-7	10,8	7,06	-	4,35	0,01	85,0	2,0	12,0	23,0	33,0	46,0	ТОО "КМГ"
74	346	1855,5-1863,8	Ю-III	30.03.08	826,4	5,8	-	12,5	-	0,1	0,7	9,6	56,0	14	-7	12,0	7,46	-	4,39	0,06	80,0	3,0	13,0	22,0	31,0	44,0	ТОО "КМГ"
75	348	1873-1882	Ю-III	09.06.08	820,1		39,2	11,6	0,7	0,02	0,4	7,4	56,0	5	-7	16,9	6,45	4,93	4,06	0,04	90,0	1,0	11,0	21,0	28,0	45,0	ТОО "КМГ"
77	349	1860,8-1870	Ю-III	10.06.08	827,9	6,4	-	13,6	2,8	0,1	0,7	6,2	55,4	3	-7	11,9	-	5,98	3,10	0,01	90,0	2,0	11,0	21,0	29,0	46,0	ТОО "КМГ"

Продолжение таблицы П.2.3.1

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	27	28
73	345	1868-1874	Ю-III	11.06.08	824,6	3,2	-	13,3	0,3	0,1	0,6	8,8	57,9	-8	-7	12,9	7,02	5,44	4,42	0,03	80,0	3,0	13,0	22,0	31,0	47,0	ТОО "КМГ"
78	353	1847-1852	Ю-III	22.12.09	821,3	15,2	-	9,5	0,1	0,1	1,0	6,4	56,0	-12	-7	29,8			4,21	0,03	65,0	5,0	16,0	26,0	34,0	47,0	ТОО "КМГ"
79	354	1852-1862	Ю-III	22.12.09	820,0	12,2	-	9,0	0,1	0,1	1,1	6,5	56,0	-1	-7	18,5	8,0	5,41	4,14	0,03	50,0	8,0	17,0	27,0	36,0	50,0	ТОО "КМГ"
72	345	1856-1864	Ю-IIIa	16.09.10	818,2	19,3	-	17,4	0,2	0,1	0,8	10,4	54,0	19	-7	22,1			4,12	0,07	85,0	2,0	13,0	23,0	31,0	45,0	ТОО "КМГ"
81	357	1824-1834	Ю-III	23.09.11	820,7	8,7	-	8,6		0,1	1,1	6,0	56,0	-16	-7	12,3	6,39		3,56	0,03	80,0	4,0	12,0	19,0	25,0	36,0	ТОО "КМГ"
82	360	1847-1851	Ю-III	08.11.12	822,5	68,3	1,1	9,2	0,7	0,1	1,2	7,9	55,0	-21	-7	12,9			3,8	0,08	55,0	7,0	20,0	30,0	39,0	52,0	ТОО "КМГ"
83	361	1866-1870	Ю-III	09.12.12	832,9	7,6		9,1	0,6	0,1	1,1	7,7	54,4	-9	-7	15,3		4,97		0,06	50,0	8,0	20,0	30,0	37,0	52,0	ТОО "КМГ"
76	349	1846-1854	Ю-IIIa	23.07.13	824,2	58,5	0,06	7,1		0,1	1,0	7,0	55,0	2	-7	10,4	6,15	4,73	3,83	0,06	68,0	4,0	17,0	27,0	37,0	49,0	ТОО "КМГ"
70	291	1840-1845	Ю-IIIa	14.11.13	825,9	19,3	отс.	8,7	отс.	0,1	1,1	3,3	55,0	15	-7	12,3	8,07	5,50	4,08	0,70	70,0	4,0	14,0	23,0	29,0	41,0	ТОО "КМГ"
68	253	1835-1843	Ю-IIIa	05.05.14	835,0	36,7		12,5	отс.	0,1	1,1	6,0	55,6	18	-7		12,19	7,90	5,81	0,01	50,0	8,0	22,0	34,0	42,0	51,0	ТОО "КМГ"
69	255	1852-1863	Ю-III	27.11.15	829,3	184	0,18	11,9	отс.	0,03	0,8	6,1	55,4	18	-20	13,8	7,91	5,86	4,52	0,03	50,0	6,0	16,0	25,0	32,0	44,0	ТОО "КМГ"
84	365	1867-1875	Ю-III	10.01.16	831,4	14,8	отс.	11,1	отс.	0,1	0,8	4,2	54,8	18	-12	13,4	7,97	5,94	4,62	0,05	75,0	4,0	13,0	21,0	28,0	39,0	ТОО "КМГ"
87	501*	1897-1904	Ю-III	29.06.16	846,6	206	0,18	14,4	0,5	0,2	2,4	7,7	54,8	27	-5		22,55	13,78	9,32	0,06	90,0	1,0	6,0	11,0	16,0	29,0	ТОО "КМГ"
85	445	1833-1843	Ю-III	27.05.17	823,0	20,9	отс.	10,1	отс.	0,1	1,4	4,4	57,2	-12	-25	11,4	6,17	4,7	3,76	0,04	65,0	4,0	14,0	22,0	30,0	43,0	ТОО "КМГ"
80	356	1820-1837	Ю-III	29.06.17	829,0	183	0,2	11,2	отс.	0,1	1,4	4,6	56,1	8	-15	34,1	10,3	6,21	4,39	0,02	80,0	2,0	11,0	21,0	30,0	40,0	ТОО "КМГ"
86	500	1865-1869	Ю-III	04.08.17	821,3	16,9	отс.	9,9	отс.	0,02	1,4	4,6	57,9	6	-25	10,2	5,77	4,5	3,64	0,05	60,0	4,0	15,0	27,0	37,0	48,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение III объект:					824,4	38,4	0,37	9,9	0,4	0,1	1,0	9,6	55,9	7,3	-10,3	16,0	8,2	5,5	4,3	0,1	62,7	5,9	15,7	25,1	34,1	45,2	
Южный свод																											
88	284	1172-1777	Ю-II	11.10.12	825,5	27,8		8,5	отс.	0,1	1,2	3,2	56,0	-12,0	-7,0	11,2			4,3	0,0	60,0	6,0	18,0	28,0	36,0	50,0	ТОО "КМГ"
89	248	1769-1786	Ю-II	21.07.13	823,7	17,8		13,3	2,6	0,1	1,2	6,0	56,0	-7,0	-7,0	9,5			3,8	0,1	60,0	7,0	17,0	26,0	34,0	45,0	ТОО "КМГ"
90	470	1778-1796	Ю-II	12.01.16	827,5	11,9	отс.	10,8	отс.	0,1	1,0	6,2	55,6	12,0	-20,0	12,2	7,2	5,4	4,2	0,1	55,0	4,0	9,0	18,0	28,0	43,0	ТОО "КМГ"
91	470	1778-1796	Ю-II	26.11.16	817,0	34,7	0,03	8,8	отс.	0,1	0,9	4,6	55,8	6,0	-20,0	7,8	5,1	4,0	3,3	0,0	60,0	5,0	15,0	22,0	30,0	42,0	ТОО "КМГ"
Среднее значение V объект Южный свод					823,4	23,1		10,4	2,6	0,1	1,1	5,0	55,9	-0,3	-13,5	10,2	6,2	4,7	3,9	0,0	58,8	5,5	14,8	23,5	32,0	45,0	

Таблица П.2.3.2 - Физико-химические свойства стабильного конденсата

№№ п/п	№№ скважины	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора проб	Плотность, кг/м³	Содержание солей, мг/дм³	Содержание, масс%					Парафин		Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм²/с				Кисл. число, мг/кон гр	Фракционный состав, %						Организация, проводящая исследования
							воды	смола силикогелевых	асфальтенов	серы	кокса	%	температура плавления °С	застывание	вспышки	20°С	30°С	40°С	50°С		Н.К.°С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
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	27	28
1	343	1574-1576	М-I	28.08.2021	720,9	562,5	0,54	1,66	-	0,05	0,09	1,46	53,3	-87	-29	0,90	0,84	0,71		0,06	30	21,0	36,0	51,0	69,0	85,0	КМГ

КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД)									
Класс		Сера, мас. %			Тип	Плотность, кг/м ³			
	от	до				от	до		
1	0,00	0,60	малосернистые		0	<830	830	особо легкие	
2	0,61	1,80	сернистые		1	830,1	850	легкие	
3	1,81	3,50	высокосернистые		2	850	870	средние	
4	3,51	>3.51	особо высокосернистые		3	870	895	тяжелые	
					4	895,1	>895,1	битуминоз.	

Гру ппа	Хлорис. соли, г/дм ³		Вода, % мас.	
	от	до	от	до
1	<100	100	<0.5	0,5
2	100	300		
3	300	900	0,5	1,0
Мех.примеси не > 0.05 мас. %				
Давление нас. паров до 500 мм.рт.ст				

Вид нефти	Мас. доля, ppm	
	сероводорода	метил-, этилмеркапта
1	20	40
2	50	60
3	100	100

Таблица П.2.3.2 - Состав и свойства нефти в пластовых условиях

№ п/п	Номер скважины	Дата отбора	Границы интервала перфорации		Абс. отм. середины инт. перф.	Давление исследования		Температура исследования	Давление насыщения при	Плотность пластовой нефти		Вязкость пластовой нефти		Коэффициент сжимаемости	Стандартная сепарация						Отклонение от материального баланса	Исполнитель					
						Ри	ti								Рb	Рпл	Рb	Рпл	Рb	Газосодержание			Плотность газа	Плотность дегазированной нефти	Объемный коэффициент		
			м		м	МПа	°С	МПа	кг/м³	кг/м³	мПа·с	мПа·с	1/МПа		20°С		абс.	20°С	Рпл	Рb			%				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22						
Горизонт М-II, Северный свод																											
1	11	02.03.91	1626	1636	-1505	17,1	68,0	6,5	746,0	734,2	4,5	4,1		29,7	35,6		835,0	1,150	1,168	2,0	Уз						
2	11	02.04.91	1617	1621	-1492	16,6	67,0	8,9	663,0	655,4	6,9	6,6		16,7	20,3		821,0	1,110	1,123	14,6	Уз						
3	11	14.01.91	1649	1657	-1526	16,9	70,0	8,3	773,0	763,1	6,0	5,7		28,3	34,2		827,0	1,090	1,104	2,7	Уз						
4	12	03.12.91	1643	1647	-1518	16,9	69,0	8,5	790,0	780,1	2,4	2,1		20,2	24,8		816,0	1,060	1,073	0,7	Уз						
5	12	03.02.92	1623	1633	-1501	16,7	68,0	10,0	810,0	801,9	7,1	6,9		21,0	25,5		825,0	1,040	1,051	1,3	Уз						
6	14	18.05.92	1661	1669	-1538	18,3	70,0	5,6	799,5	784,4	2,2	1,8		26,3	31,6		829,5	1,060	1,080	2,1	Уз						
7	14	13.06.92	1616	1656	-1509	16,5	70,0	4,4	790,0	775,8	2,0	1,6		23,6	28,4		831,0	1,090	1,110	0,2	Уз						
8	13	18.07.92	1645	1649	-1520	16,6	70,0	3,6	809,0	793,4	1,9	1,5		25,5	31,1		821,0	1,046	1,067	1,1	Уз						
9	24	20.04.93	1651	1656	-1527	16,1	70,0	10,2	794,0	787,0	2,8	2,6		21,5	25,8		832,0	1,060	1,069	2,3	Уз						
10	11	24.05.98	1649	1657	-1526	15,2	83,0	9,1	760,0	753,1	5,2	5,0	13,9E-4	32,2	38,7		831,0	1,120	1,130	2,7	Мун						
11	11	20.07.01	1617	1657	-1513	16,2	70,1	4,6	782,3	772,0	2,2	1,7	15,3E-4	24,9	29,7	1,215	838,0	1,110	1,130	0,0	Pen						
12	201	24.09.03	1619	1636	-1507	16,0	69,5	4,3	773,0	763,0	3,0	2,7	11,1E-4	22,9	27,3	1,107	837,9	1,117	1,136	0,0	Pen						
13	218	15.11.07	1616	1640	-1499	15,2	71,0	3,4	782,5	761,2	2,2	1,8	23,2E-4	28,1	34,1	1,429	824,6	1,102	1,122	0,3	КМГ						
14	216	15.06.08	1618	1632	-1496	14,1	70,7	2,4	793,3	772,8	2,4	2,0	22,1E-4	24,1	29,0	1,526	829,6	1,092	1,111	0,0	КМГ						
15	227	25.12.08	1649	1657	-1529	15,8	72,9	5,0	785,7	774,0	2,9	2,6	13,8E-4	34,0	40,7	1,356	834,7	1,121	1,139	0,0	КМГ						
16	245	18.01.12	1617	1630	-1496	14,1	70,4	3,9	777,4	768,7	3,8	3,2	13,8E-4	29,0	34,7	1,376	834,7	1,127	1,139	-0,2	CN						
17	244	24.09.13	1635	1643	-1509	12,2	73,6	3,7	784,3	771,8	1,9	1,6	18,3E-4	28,4	34,3	1,436	829,0	1,109	1,123	0,0	КМГ						
Среднее значение:					-1512	16,8	70,0	3,9				2,0		26,2		1,349	830,1		1,126								
Горизонт М-II, Южный свод																											
1	7	20.01.91	1622	1627	-1512	16,8	69,0	11,0	689,0	683,0	4,3	4,2	-	53,9	64,9	-	830,0	1,260	1,271	4,4	Уз						
2	28	05.09.93	1630	1642	-1509	12,9	67,0	1,4	789,0	775,5	1,9	1,6	-	7,8	9,7	-	808,0	1,040	1,058	-0,2	Уз						
3	203	11.05.04	1616	1642	-1502	15,9	72,0	9,8	701,0	694,0	0,6	0,5	15,8E-4	96,5	119,2	1,276	809,9	1,331	1,348	0,0	Pen						
4	213	14.06.08	1609	1636	-1495	13,9	73,8	4,4	721,3	706,0	1,2	1,0	22,0E-4	63,3	77,0	1,536	822,1	1,273	1,291	0,2	КМГ						
5	236	15.01.11	1620	1637	-1496	15,6	71,6	6,2	764,2	753,1	1,5	1,3	20,1E-4	51,1	61,5	1,403	831,1	1,181	1,198	0,0	КМГ						
6	298	06.12.15	1621	1639	-1498	12,0	69,6	5,5	759,2	745,1	1,4	1,3	28,4E-4	50,3	60,8	1,294	827,5	1,176	1,187	0,0	КМГ						
7	222	15.10.18	1626	1643	-1506	12,7	78,5	4,9	745,0	736,0	1,0	0,8	28,4E-4	49,7	60,7	1,402	818,0	1,174	1,188	1,5	КМГ						
Среднее значение:						14,3	70,5	5,5				1,1		53,7		1,409	825,7		1,191								
Горизонт Ю-0 , Северный свод																											
1	210	18.11.05	1675	1694	-1561	16,8	72,0	6,1	756,0	746,0	1,2	1,0	13,2E-4	42,0	51,4	1,185	817,9	1,148	1,169	0,0	Pen						

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2	258	01.10.13	1690	1696	-1567	10,5	72,8	4,9	746,9	739,6	1,5	1,3	17,9E-4	38,4	46,5	1,335	826,0	1,174	1,184	0,0	КМГ
3	293	14.05.14	1691	1696	-1572	12,9	67,7	5,8	771,3	759,6	2,1	2,0	21,4E-4	49,5	59,0	1,374	838,7	1,175	1,188	0,0	КМГ
4	258	20.10.18	1690	1696	-1567	12,3	72,8	4,0	779,0	769,0	1,6	1,4	14,7E-4	28,2	34,2	1,454	824,0	1,101	1,115	0,8	КМГ
5	11	05.11.90	1738	1750	-1620	18,00	70,0	13,1	746,0	740,5	1,6	1,5	-	63,3	75,8	0,835	835,0	1,132	1,140	5,1	ТЗ
6	12	13.09.91	1726	1730	-1613	17,20	71,0	8,6	760,0	750,3	4,2	4,0	-	45,0	54,7	1,077	823,0	1,130	1,145	1,5	ТЗ
7	13	30.01.92	1742	1754	-1621	17,70	70,0	12,8	737,0	731,6	3,3	3,2	-	89,4	108,8	-	822,0	1,210	1,219	4,9	ТЗ
8	29	23.04.93	1723	1744	-1606	17,30	70,0	7,8	777,0	765,9	1,6	1,4	-	58,9	71,0	-	829,0	1,150	1,167	1,2	Уз
9	29	27.04.93	1751	1772	-1635	17,70	70,0	13,7	754,0	749,4	2,3	2,1	-	90,9	108,6	0,912	837,0	1,240	1,248	-1,6	Уз
10	13	06.03.04	1741	1751	-1615	16,82	74,0	9,2	749,0	743,0	1,5	1,4	10,5E-4	57,7	69,3	1,131	832,9	1,199	1,215	0,0	Pen
11	11	16.05.04	1738	1750	-1620	17,48	73,5	7,8	768,0	759,0	1,9	1,6	12,4E-4	50,3	59,9	1,272	839,3	1,176	1,195	0,0	Pen
12	202	22.06.04	1733	1748	-1616	16,98	74,3	7,6	756,0	747,0	1,7	1,5	11,7E-4	49,4	58,7	1,189	840,9	1,190	1,209	0,0	Pen
13	12	20.07.10	1727	1745	-1615	15,22	75,7	5,9	764,4	750,4	1,9	1,6	20,9E-4	53,4	63,7	1,361	838,1	1,192	1,208	0,0	КМГ
14	230	18.01.11	1734	1747	-1613	15,77	74,9	10,0	738,9	729,2	1,0	0,9	23,2E-4	108,7	128,9	1,150	843,3	1,310	1,321	0,0	КМГ
Среднее значение:						17,0	72,4	7,1				1,5		50,8		1,272	833,0		1,189		
Горизонт Ю-0, Южный свод																					
1	7	29.10.90	1704	1725	-1583	17,60	68,0	10,3	666,0	658,7	1,1	1,0	-	72,9	88,6	0,919	823,0	1,230	1,248	8,6	ТЗ
2	22	10.03.94	1700	1747	-1594	17,10	70,0	11,3	697,0	691,0	2,3	2,2	-	82,6	99,5	-	830,0	1,180	1,194	13,6	ТЗ
3	7	30.10.01	1704	1725	-1583	17,15	73,6	10,9	717,4	710,3	0,7	0,6	15,8E-4	89,3	108,4	1,232	823,6	1,301	1,320	0,0	Pen
4	204	13.05.04	1682	1708	-1569	16,53	73,7	10,6	710,0	703,0	0,7	0,6	16,8E-4	90,7	111,5	1,249	813,8	1,306	1,324	0,0	Pen
5	208	20.02.06	1706	1717	-1586	17,10	74,0	7,4	726,0	715,0	0,8	0,7	15,6E-4	66,9	82,4	1,318	812,1	1,240	1,264	0,0	Pen
6	281	11.12.10	1707	1722	-1583	12,52	73,5	1,2	799,3	786,7	2,4	2,3	13,8E-4	1,6	2,0	2,102	815,8	1,025	1,048	0,0	КМГ
7	283	01.10.13	1700	1710	-1568	11,45	71,6	5,7	729,3	724,3	1,5	1,4	11,4E-4	54,5	66,4	1,342	820,8	1,226	1,240	0,0	КМГ
8	256	27.07.13	1709	1711	-1579	11,13	75,2	8,6	699,8	695,6	1,6	1,6	23,0E-4	85,1	102,8	1,318	827,9	1,343	1,350	0,0	КМГ
9	256	19.10.13	1709	1711	-1579	11,29	77,2	9,2	718,8	715,3	1,0	1,0	21,2E-4	90,8	109,8	1,343	827,0	1,320	1,325	0,0	КМГ
10	257	06.01.17	1697	1705	-1570	16,80	75,2	10,0	713,6	702,3	1,2	1,2	24,3E-4	103,5	125,6	1,570	823,9	1,335	1,353	3,5	КМГ
11		22.10.17	1707	1724	-1585	13,80	73,5	4,2	766,0	755,0	1,5	1,4	14,7E-4	46,7	57,0	1,371	819,0	1,153	1,175	0,0	КМГ
12	430	22.10.17	1707	1724	-1585	13,80	73,5	4,2	764,0	753,0	1,5	1,4	17,0E-4	47,6	58,2	1,356	818,0	1,155	1,177	0,0	КМГ
Среднее значение:					-1580	17,0	72	10,1				0,9		90,3		1,266	823,7		1,322		
Горизонт Ю-П, Южный свод																					
1	282	26.11.11	1779	1794	-1654	16,0	78,0	12,4	682,6	677,3	1,1	1,0	20,8E-4	125,0	152,2	1,210	821,5	1,427	1,438	-0,1	CN
2	284	11.10.12	1772	1782	-1648	23,0	78,9	19,7	694,7	687,9	0,6	0,6	29,8E-4	172,5	210,0	1,137	821,3	1,464	1,476	0,0	КМГ
3	284	22.11.12	1772	1782	-1648	17,2	78,6	11,6	688,5	680,6	0,5	0,5	20,6E-4	118,0	143,7	1,196	821,2	1,400	1,416	-0,1	CN
4	248	21.07.13	1769	1786	-1645	16,0	77,8	11,3	742,6	736,3	1,2	1,2	25,8E-4	83,4	102,3	1,241	815,8	1,238	1,253	0,0	КМГ
5	470	12.01.16	1778	1796	-1652	13,3	77,9	12,4	706,1	704,1	0,7	0,6	22,5E-4	111,7	135,8	1,208	823,0	1,357	1,360	0,0	КМГ
6	470	26.11.16	1778	1796	-1652	13,7	66,9	7,2	730,0	720,0	0,9	0,8	20,2E-4	86,2	105,4	1,080	818,0	1,275	1,296	-2,1	КМГ
Среднее значение:					-1650	16,4	78,3	12,1			0,8	0,8		118,2		1,205	821,9		1,389		

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Горизонт Ю-III																					
1	7	17.07.90	1806	1824	-1688	19,3	72,0	9,7	688,0	672,3	1,1	1,1		82,6	103,1	0,940	801,0	1,300	1,332	-1,8	ТЗ
2	11	06.09.90	1834	1847	-1714	19,2	74,0	12,4	650,0	639,5	3,5	3,5		51,6	63,7	0,867	810,0	1,270	1,292	3,5	ТЗ
3	14	04.09.91	1836	1843	-1713	18,7	74,0	10,6	720,0	706,1	3,6	3,6		46,5	57,6	1,045	807,0	1,160	1,184	2,4	ТЗ
4	13	10.11.91	1861	1871	-1739	20,4	74,0	12,5	740,0	726,1	1,4	1,4		103,5	127,0	1,119	815,0	1,150	1,173	9,4	ТЗ
5	9	06.06.92	1841	1852	-1720	19,3	74,0	11,6	724,0	710,7	1,2	1,2		83,7	102,8	1,045	814,0	1,340	1,366	-7,1	Уз
6	19	13.09.92	1868	1891	-1753	19,3	75,0	12,3	736,7	724,5	1,1	1,0		89,1	109,5	1,025	813,9	1,320	1,343	-6,9	Уз
7	28	13.06.93	1876	1895	-1766	19,8	75,0	11,8	744,5	730,3	1,2	1,2		117,4	143,8		816,4	1,300	1,326	-1,4	Уз
8	29	29.08.93	1855	1868	-1735	19,5	74,0	18,9	744,0	742,9	1,3	1,3		120,4	147,9	1,093	814,0	1,370	1,372	-7,2	Уз
9	30	11.04.94	1866	1869	-1744	18,6	75,0	13,9	642,0	634,8	1,2	1,2		80,8	98,8		818,0	1,350	1,366	5,4	ТЗ
10	29	27.11.96	1855	1868	-1735	18,9	77,0	12,1	692,0	680,8	1,8	1,8	19,2E-4	142,7	173,0	0,876	825,0	1,350	1,373	1,7	Мун
11	28	02.07.97	1891	1895	-1771	19,8	75,0	11,2	757,6	742,2	1,3	1,2		129,6	159,0		815,3	1,270	1,298	0,6	Уз
12	30	17.06.98	1876	1882	-1752	19,0	80,0	12,8	720,0	709,3	1,4	1,4	17,8E-4	125,7	152,9	0,922	822,0	1,180	1,198	10,4	Мун
13	22	28.06.98	1830	1840	-1706	18,6	81,0	14,3	785,0	777,0	1,6	1,6	37,5E-4	120,0	147,2	0,824	815,0	1,094	1,106	13,8	Мун
14	22	25.11.00	1830	1840	-1706	19,0	81,0	14,8	671,5	665,1	0,5	0,4	22,6E-4	131,8	160,9	1,183	819,0	1,452	1,472	0,0	Pen
15	29	21.11.00	1855	1868	-1736	19,0	81,0	15,1	677,8	672,4	0,5	0,4	20,2E-4	132,8	162,2	1,177	818,8	1,439	1,456	0,0	Pen
16	312	22.11.00	1834	1849	-1717	19,0	81,0	15,0	677,7	671,5	0,4	0,4	23,0E-4	137,1	167,4	1,178	819,1	1,447	1,467	0,0	Pen
17	334	24.11.00	1850	1856	-1711	19,0	81,0	14,8	671,5	665,1	0,5	0,4	22,6E-4	131,8	160,9	1,183	819,0	1,452	1,472	0,0	Pen
18	312	01.10.03	1834	1849	-1717	16,4	78,8	15,1	670,0	669,0	0,5	0,5	15,8E-4	136,9	167,3	1,159	818,4	1,458	1,467	0,0	Pen
19	316	20.06.05	1838	1855	-1720	17,0	79,3	15,2	683,0	681,0	0,5	0,5	22,4E-4	136,4	165,9	1,179	822,0	1,439	1,450	0,0	Pen
20	335	21.06.05	1846	1852	-1717	17,0	80,9	14,6	675,0	671,0	0,4	0,4	20,5E-4	133,5	163,2	1,195	818,1	1,448	1,463	0,0	Pen
21	343	18.03.08	1824	1837	-1702	15,2	80,1	11,1	695,2	677,3	0,6	0,6	63,5E-4	151,3	182,6	1,269	828,6	1,468	1,483	0,0	КМГ
22	346	30.03.08	1856	1864	-1732	15,3	79,0	13,7	701,2	697,6	0,6	0,6	32,9E-4	153,1	185,3	1,248	826,4	1,451	1,457	0,0	КМГ
23	348	09.06.08	1874	1879	-1738	15,8	82,2	10,2	703,0	692,6	0,6	0,6	26,5E-4	129,1	157,2	1,312	821,5	1,410	1,429	0,0	КМГ
24	349	10.06.08	1861	1870	-1737	15,6	81,2	11,6	705,6	695,8	0,6	0,6	34,5E-4	138,1	167,0	1,297	827,1	1,426	1,440	0,0	КМГ
25	345	11.06.08	1868	1874	-1744	15,6	81,8	10,6	701,0	692,8	0,7	0,6	23,7E-4	125,0	151,3	1,294	825,7	1,401	1,418	0,6	КМГ
26	353	20.12.09	1856	1864	-1732	15,2	80,8	15,2	667,4	667,3	0,6	0,6	28,0E-4	162,0	196,3	1,153	825,2	1,519	1,519	-0,1	CN
27	353	21.12.09	1847	1852	-1732	14,8	80,3	13,7	680,4	678,9	0,7	0,6	20,3E-4	136,1	165,8	1,243	821,3	1,456	1,460	0,0	КМГ
28	354	21.12.09	1852	1862	-1734	15,2	79,6	14,9	677,1	676,5	0,7	0,7	23,6E-4	157,0	190,4	1,128	824,6	1,481	1,482	-0,1	CN
29	354	22.12.09	1852	1862	-1734	14,7	81,0	13,6	677,0	675,7	0,6	0,6	18,6E-4	135,2	164,6	1,149	821,4	1,454	1,457	-0,7	КМГ
30	345	16.09.10	1856	1864	-1733	16,0	81,3	13,9	681,8	679,1	0,7	0,6	29,7E-4	134,5	163,6	1,244	821,7	1,451	1,458	0,0	КМГ
31	357	23.09.11	1824	1834	-1697	15,1	80,3	12,8	690,2	684,9	0,6	0,6	32,8E-4	129,8	159,0	1,232	816,9	1,415	1,424	0,0	КМГ
32	355	13.12.11	1835	1844	-1709	15,6	80,5	13,9	681,6	679,0	0,9	0,8	23,1E-4	135,0	163,4	1,162	826,1	1,445	1,450	-0,2	CN
33	358	14.12.11	1872	1879	-1743	15,6	80,4	14,9	679,8	678,7	0,7	0,7	25,0E-4	142,0	171,8	1,153	826,6	1,458	1,461	-0,1	CN
34	361	09.12.12	1867	1871	-1734	15,2	80,7	13,6	681,0	676,9	0,7	0,6	32,0E-4	135,2	164,6	1,182	821,5	1,441	1,447	0,0	КМГ
35	349	23.07.13	1846	1854	-1721	15,5	79,6	14,6	666,3	664,4	1,0	1,0	30,6E-4	148,5	179,5	1,211	827,4	1,512	1,516	0,0	КМГ
36	291	14.11.13	1841	1846	-1715	15,9	78,9	8,4	710,3	697,0	1,1	1,0	26,3E-4	103,4	126,4	1,349	818,4	1,348	1,374	0,0	КМГ
37	253	05.05.14	1835	1843	-1708	15,4	79,7	14,1	693,3	690,4	0,7	0,7	32,5E-4	134,8	163,0	1,155	826,6	1,417	1,421	0,0	КМГ
38	255	27.11.15	1852	1863	-1728	15,2	79,1	14,0	691,7	675,9	0,6	0,6	19,9E-4	139,0	168,1	1,188	826,8	1,434	1,438	0,0	КМГ
39	365	10.01.16	1867	1875	-1740	15,1	80,3	14,2	692,3	691,0	1,0	1,0	21,4E-4	133,8	161,6	1,161	828,2	1,421	1,424	0,0	КМГ
40	501	29.06.16	1897	1904	-1766	13,4	73,2	5,4	775,0	762,0	2,0	1,9	19,7E-4	47,0	55,3	1,276	850,0	1,175	1,199	-0,1	КМГ
41	445	27.05.17	1833	1843	-1704	15,5	79,8	14,5	675,0	673,0	0,6	0,6	33,5E-4	141,1	171,6	1,162	822,0	1,460	1,464	0,1	КМГ
42	356	29.06.17	1820	1837	-1699	15,4	79,6	14,2	690,0	688,0	0,7	0,7	25,2E-4	137,1	165,4	0,844	829,0	1,369	1,373	0,0	КМГ
43	500	04.08.17	1865	1869	-1735	15,3	80,1	12,3	596,0	592,0	0,8	0,7	25,2E-4	122,1	148,5	1,181	822,0	1,621	1,633	0,0	КМГ
Среднее значение:					-1727	19,2	78,8	14,9				0,8		134,8		1,177	821,5		1,469		

0,7

- расчётный параметр

-аномальные значения параметров

КМГ - ТОО НИИ "Каспиймунайгаз", Уз - УзбекНИПИнефть, Pen - Pencor, ТЗ - Тогуз, CN - ТОО "CNEC", Мун - ТОО "Мунайгазгеолсервис"

Т.П.13.1 – Локальная смета демонтажа технологических оборудования и материалов месторождения Акшабулак Центральный			
общая сметная стоимость по Сводному сметному расчету		4 505 478,984	тыс.тнг.
в том числе:			
налог на добавленную стоимость		621445,377	тыс.тнг.

(ссылка на документ об утверждении)

СВОДНЫЙ СМЕТНЫЙ РАСЧЕТ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Центральный

(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 промышленного оборудования (ЦППН)	154 692,208	--	--	154 692,208
3	2-2	Демонтаж промышленного оборудования (УПСВ)	18 390,996	--	--	18 390,996
4	2-3	Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-1)	42 208,965	--	--	42 208,965
5	2-4	Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-2)	34 613,739	--	--	34 613,739
6	2-5	Демонтаж промышленного оборудования (СПТН Кумколь)	940,245	--	--	940,245
7	2-6	Демонтаж промышленного оборудования (СУВГ)	16 737,992	--	--	16 737,992
8	2-7	Демонтаж промышленного оборудования (БКНС)	24 618,112	--	--	24 618,112
9	2-8	Демонтаж промышленного оборудования (ГУ-1,2)	21 721,441	--	--	21 721,441
10	2-9	Демонтаж трубопроводов	2 087 621,053	--	--	2 087 621,053
11	2-10	Демонтаж зданий и сооружений	412 015,074	--	--	412 015,074
12	2-11	Демонтаж сетей электроснабжения, объекты энергообеспечения	96 323,404	--	--	96 323,404
13	2-12	Рекультивация	93 358,494	--	--	93 358,494
		Всего по главе	3 003 241,723	--	--	3 003 241,723
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-7	3 003 241,723	--	--	3 003 241,723

Глава 8. Затраты на организацию и управление строительством

14	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%	93 100,493	--	--	93 100,493
15	НДЦС РК 8.01-08-2022, приложение А, пункт 8.13	Затраты на дополнительную оплату труда в зонах экологического бедствия и радиационного риска	--	--	417 525,21	417 525,21
		Итого по главе 8	93 100,493	--	417 525,21	510 625,703
		ИТОГО ПО ГЛАВАМ 1-8	3 096 342,216	--	417 525,21	3 513 867,426
16	НДЦС РК 8.01-08-2022 пункт 8.2.65.2	Сметная прибыль 5%	154 817,111	--	--	154 817,111
17	НДЦС РК 8.01-08-2022, пункт 8.2.66.4 в)	Непредвиденные работы и затраты - 2%	61 926,844	--	8 350,504	70 277,349
		Итого по части II в сметных ценах:	3 313 086,172	--	425 875,714	3 738 961,886
		Распределение итога по части II в сметных ценах по кварталам:				
18		в том числе на II квартал 2026 г., доля - 100 %	3 313 086,172	--	425 875,714	3 738 961,886
		Пересчет итогов по кварталам с учетом коэффициента (индекса)				
19	НДЦС РК 8.04-07-2025, таблица 2, разд. 2	на II квартал 2026 г., доля - 100 %, к - 1,0388	3 441 633,915	--	442 399,692	3 884 033,607
		Итого по части II в прогнозных ценах:	3 441 633,915	--	442 399,692	3 884 033,607
20		- в том числе на 2026 г.	3 441 633,915	--	442 399,692	3 884 033,607
		Расчет налога на добавленную стоимость в прогнозных ценах по кварталам строительства:				
		Затраты по части I "Проектирование" на 2025 год	--	--	--	--
21	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	--	--	--	--

22	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:	3 441 633,915	--	442 399,692	3 884 033,607
23		- в том числе затраты по части II	3 441 633,915	--	442 399,692	3 884 033,607
24		- в том числе затраты по части III	--	--	--	--
25	Налоговый кодекс РК	НДС на II квартал 2026 г. - 16%	--	--	621 445,377	621 445,377
		Итого налог на добавленную стоимость	--	--	621 445,377	621 445,377
		ИТОГО ПО СВОДНОМУ СМЕТНОМУ РАСЧЕТУ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА	3 441 633,915	--	1 063 845,069	4 505 478,984

Т.П.13.2 – Локальная смета репер с тумбой

НДЦС РК 8.01-08-2022. Приложение Г. Форма 4*

Наименование стройки -
Шифр стройки
Наименование объекта -
Шифр объекта

Проект ликвидации последствий недропользования месторождения Акшабулак Восточный
519244/ДГ20-ДГР-001-0058//216/2020АТ
Демонтажные работы
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
из них:						
затраты на труд рабочих			тенге			119 455,00
в том числе оплата труда рабочих			тенге			61 856,00
машины и механизмы			тенге			8 885,00
в том числе оплата труда машинистов			тенге			1 897,00
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 м³ воды следует добавлять к нормам времени эксплуатации поливомоечных машин 0,9 маш.-ч.						
Составил			Кумарова			

Т.П.13.3 - Перечень выполняемых работ при демонтаже оборудования, зданий и сооружений

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Демонтаж промышленного оборудования (ЦППН)								
1	Трёхфазный сепаратор высокого давления	1	30	30					INDUSTRIAL EXPORT SA НГСВ -60, 115 м³/ч
2	Трёхфазный сепаратор высокого давления	1	55	55					KRAMER НГСВ -100, 335 м³/ч
3	Трёхфазный сепаратор высокого давления (тестовый)	1	5	5					ДЗХМ НГСВ -24, 43 м³/ч
4	Трёхфазный сепаратор низкого давления	1	18	18					THALE AG НГСВ -80, 220 м³/час
5	Трёхфазный сепаратор низкого давления	1	22	22					KRAMER НГСВ -100, 325 м³/ч
6	КСУ-100 (двухфазный сепаратор) V-3121 А	1	30	30					КСУ -100м³
7	Дегазатор (двухфазный) V-3120	1	20	20					НГСВ -80, 520 м³/час
8	Газосепаратор ГС-1	1	0,85	0,85					СГ-1
9	Газосепаратор Скруббер V-3104	1	1,15	1,15					INDUSTRIAL EXPORT SA
10	Газосепаратор Скруббер V-4801	1	1,15	1,15					BRONSWERK
11	Газосепаратор Скруббер V-3121	1	1,15	1,15					FORTAN
12	Охладитель газа низкого давления Кулер	1	1,78	1,78					BRONSWERK
13	Охладитель газа К-3121	1	1,2	1,2					BRONSWERK
14	Отстойник воды ОВ-1	1	28	28					КурганХимМаш РГС-200
15	Отстойник воды ОВ-2	1	28	28					КурганХимМаш РГС-200
16	Теплообменник Е-3101	1	1,36	1,36					INDUSTRIAL EXPORT SA, 1100к Вт
17	Теплообменник Е-3320	1	1,36	1,36					APL APPARATEBAU AG
18	Теплообменник С-101А	1	1,36	1,36					
19	Теплообменник С-101В	1	1,36	1,36					
20	Теплообменник Е-3111	1	1,36	1,36					APL APPARATEBAU AG
21	Теплообменник Е-3102	1	1,36	1,36					ПЗЭМ
22	Теплообменник Е-3112	1	1,36	1,36					ПЗЭМ
23	Теплообменник газа Е-3121	1	1,44	1,44					BRONSWERK
24	Теплообменник газа Е-3103	1	1,44	1,44					INDUSTRIAL EXPORT SA, 68 кВт
25	Газожидкостной отделитель вертикальный мультициклонный	1	3,72	3,72					
26	Конденсатосборник на факельной установке (V4701/4702)	1	1,52	1,52					
27	Резервуар товарной нефти вертикальный 5000м³	8	117,7	941,6					Хранение товарной нефти
28	Резервуар дизельного топлива вертикальный 390 м³	1	19	19					Хранение дизельного топлива
29	Резервуар пожарной воды 300 м³	2	17	34					
30	Резервуар пожарной воды 1000 м³	2	33,5	67					
31	Факел низкого давления F-301	1	35	35					PREMATECHNIK GMBH
32	Факел высокого давления F-4720	1	28	28					ITAS Fakelsysteme, 63 000 Нм³/час
33	Рессивер-1А	1	1,3	1,3					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	Рессивер-1В	1	1,3	1,3					
35	Рессивер-2А	1	1,3	1,3					
36	Рессивер-2В	1	1,3	1,3					
37	Рессивер F21491	1	1,44	1,44					
38	Компрессор винтовой	3	29	87					HOWDEN МК6AS/WRVIN321165/675 VPT 315-4 WCV. 3410 м³/час
39	Котел К423	1	2,92	2,92					1.5 МВт
40	Котел К424	1	2,92	2,92					
41	Котел К425	1	2,92	2,92					
42	Котел Н61 101 А	1	4	4					2 МВт
43	Котел Н61 102 В	1	4	4					
44	Котел Н61 103 С	1	4	4					
45	Котел №1 А	1	4	4					2 МВт
46	Котел №2 В	1	4	4					
47	Котел №3 С	1	4	4					
48	Котел LOOS	1	14,01	14,01					12 МВт
49	Циркуляционный насосы	10	0,3	3					
50	Подогреватель нефти комбинированный, Нефтемаш ПНК-1,9	2	13,5	27					1.9 МВт
51	Подогреватель нефти комбинированный, Нефтемаш ПНК-1,9	2	13,5	27					1.9 МВт Нефтепровод Нуралы-Акшабулак 15км
52	Водогрейная установка	1	1,85	1,85					1.2 МВт
53	Отстойник 100м³	3	30	90					Хранение нефти слива на ППН
54	Отстойник 80м³	1	18	18					емкость перекачки воды на ППН
55	Дренажные емкости 27м³	2	3	6					ППН
56	Отстойник 50м³	1	15	15					емкость для налива нефти ППН
57	Перекачивающий насос Р-2А/В (ЦНС)	2	1,5	3					ППН
58	Дренажный насос (полупогружной)	2	0,5	1					POMPE ZANNI
59	Перекачивающий насос СНР 50-200	1	0,2	0,2					ППН
60	Наливной Гусак нефти воды	3	0,4	1,2					Терминал + ВГУ
61	Газогенератор	1	0,86	0,86					
62	Газогенератор	1	0,86	0,86					
63	Подпорный насос Р-101 А	1	2,4	2,4					ALLWEILER AG CNM - В 100 - 315.198м³/час
64	Подпорный насос Р-101 В	1	2,4	2,4					
65	Подпорный насос Р-101 С	1	2,4	2,4					
66	Подпорный насос Р-3202 А	1	3	3					CSNH - В - 80 - 315/160
67	Подпорный насос Р-3202 В	1	3	3					
68	Экспортный насос Р-201 А	1	3,25	3,25					DAVID BROWN UNION PUMPS DB-34. 199м³/час
69	Экспортный насос Р-201 В	1	3,25	3,25					
70	Экспортный насос Р-201 С	1	3,25	3,25					

ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКШАБУЛАК ЦЕНТРАЛЬНЫЙ

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
71	Экспортный насос Р-3201 А	1	2,14	2,14					ALLWELER AG H 101458 VHH/B 660R40 L 7. 60м³/час
72	Экспортный насос Р-3201 В	1	2,14	2,14					
73	Трансфертный насос Р-3201 А	1	3,3	3,3					STERLING CBSD 125400/405CCBMTICECAB. 230м³/час
74	Трансфертный насос Р-3201 В	1	3,3	3,3					
75	Трансфертный насос Р-3201 С	1	3,3	3,3					
76	Подпорный насос Р-3320 А	1	2,76	2,76					L4HK-256/100-АНОКР-Г. 210м³/час
77	Подпорный насос Р-3320 В	1	2,76	2,76					
78	Подпорный насос Р-3320 С	1	2,76	2,76					
79	ТА-65 Главный насос пожаротушения с электродвигателем	1	1,65	1,65					
80	ТА-65 Главный насос пожаротушения с дизельным двигателем	1	1,65	1,65					
81	ТА-65 Насос "Jokey"	1	0,72	0,72					
82	ТА-65 Насос для пены	1	0,35	0,35					
83	ТА-65Е насос	1	0,42	0,42					
84	ТА-65Е насос	1	0,42	0,42					
85	Дренажная емкость ЕП-9 /ЕП-15 /ЕП-22	3	9	9	10				Газопровод Нуралы-Акшабулак
86	Дренажная емкость ЕП-10	1	9	9	10				Газопровод Аксай-Акшабулак
87	Дренажная емкость ЕП-63	1	9	9					
88	Дренажная емкость ЕП-75	1	11	11					
89	Дренажная емкость ЕП-16	1	3,5	3,5					
90	Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) "ОЗНА - МАССОМЕР" с блоком автоматики	1	50	50					
91	Трубопоршневая проверочная установка (ТПУ)	1	8	8					
92	Компрессор инструментального воздуха Atlas Copco	3	0,44	1,32					3,5 м³/мин
	Демонтаж промышленного оборудования (УПСВ)								
93	Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, С-1	1	52,2	52,2					НГСВ -1,6-3400 560м³/час
94	Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды, С-2	1	52,2	52,2					НГСВ -1,6-3400 560м³/час
95	Сепаратор газовый вертикальный ГС-1	1	1,5	1,5					ГС2-2.5-1200-1, 41000 м³/час
96	Дренажная емкость ЕП-63	1	8,86	8,86					
97	Резервуар пластовой воды 2000 м³ РВС-1	1	58,1	58,1					
98	Резервуар пластовой воды 2000 м³ РВС-2	1	58,1	58,1					
99	Насос перекачки воды Н-1А	1	0,85	0,85					
100	Насос перекачки воды Н-1В	1	0,85	0,85					
101	Насос перекачки воды Н-1С	1	0,85	0,85					
102	Насос перекачки воды Н-1Д	1	0,85	0,85					
103	Насос перекачки воды Н-1Е	1	0,85	0,85					
104	Компрессор инструментального воздуха Atlas Copco GA15FF	2	0,44	0,88					2,8 м³/мин
105	Блочная модульная компрессорная станция GA15FF	1	0,44	0,44					1940 л/мин
106	Печь ПНК1,9	1	13,5	13,5					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
107	БР-3/4	2	2,15	4,3					БАПР-2.5/2
108	Циркуляционный насос Н-1Ц	1	0,24	0,24					
109	Циркуляционный насос Н-2Ц	1	0,24	0,24					
110	Рессивер инструментального воздуха	4	0,3	1,2					
	Демонтаж промышленного оборудования (УПГ-1)								
111	Компрессор низкого давления К-101/103	1	3,8	3,8					Ariel, мощностью 1250 л.с.
112	Скруббер PV-01	1	0,8	0,8					
113	Всасывающий барабан PD-01	1	5	5					
114	Разгрузочный барабан PD-02	1	5	5					
115	Рециркулирующий всасывающий скруббер PV-02	1	0,8	0,8					
116	Рециркулирующий всасывающий барабан PD-03	1	5	5					
117	Рециркулирующий разгрузочный барабан PD-04	1	5	5					
118	Горизонтальный теплообменник Е-302 Е-111	1	10	10					
119	Компрессор высокого давления К-102А	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2000 л.с.
120	Всасывающий скруббер 1ой ст. PV-01А	1	1,2	1,2					
121	Всасывающий барабан 1ой ст. PD-01А	1	5	5					
122	Разгрузочный барабан 1ой ст. PD-02А	1	5	5					
123	Всасывающий скруббер 2ой ст. PV-02А	1	1,2	1,2					
124	Всасывающий барабан 2ой ст. PD-03А	1	5	5					
125	Разгрузочный барабан 2ой ст. PD-04А	1	5	5					
126	Экспортный всасывающий скруббер PV-03А	1	0,9	0,9					
127	Всасывающий барабан PD-05А	1	5	5					
128	Разгрузочный барабан PD-06А	1	5	5					
129	Компрессор высокого давления К-102В	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2000 л.с.
130	Всасывающий скруббер 1ой ст. PV-01В	1	1,2	1,2					
131	Всасывающий барабан 1ой ст. PD-01В	1	5	5					
132	Разгрузочный барабан 1ой ст. PD-02В	1	5	5					
133	Всасывающий скруббер 2ой ст. PV-02В	1	1,2	1,2					
134	Всасывающий барабан 2ой ст. PD-03В	1	5	5					
135	Разгрузочный барабан 2ой ст. PD-04В	1	5	5					
136	Экспортный всасывающий скруббер PV-03В	1	0,9	0,9					
137	Всасывающий барабан PD-05В	1	5	5					
138	Разгрузочный барабан PD-06В	1	5	5					
139	Блок охлаждения газа компрессоров высокого давления Е-203А/В, Е-204А/В, Е-205А/В	4	16	64					
140	Теплообменник газ/газ Е-400А	1	1,4	1,4					
141	Теплообменник газ/газ Е-400В	1	1,4	1,4					
142	Теплообменник газ/жидкость Е-411	1	3,2	3,2					
143	Теплообменник газ/пропан Е-412	1	3,2	3,2					
144	Сепаратор низкой температуры V-400	1	19,26	19,26					
145	Накопительная емкость дебутилизатора V-506	1	5,6	5,6					
146	Емкость конденсата V-500	1	15,8	15,8					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
147	Охладитель конденсата Е- 505	1	12	12					
148	Охладитель, конденсат/сжиженный газ АС-508, АС-509	2	9,8	19,6					
149	Сепаратор (верт. испарит. барабан гликоля) V-600	1	22,4	22,4					
150	Ребойлер гликоля (регенератор) Н-604	1	16,88	16,88					
151	Фильтр гликоля F-601	1	0,78	0,78					
152	Фильтр углеводородный F-602	1	0,64	0,64					
153	Фильтр гликолевый F-603А	1	0,5	0,5					
154	Фильтр гликолевый F-603В	1	0,5	0,5					
155	Печь теплоносителя Н-800 "КОНТАКОМАТ" 1-2-0590-S	1	6,4	6,4					
156	Дезанизатор Т-501	1	26,44	26,44					
157	Дебутанизатор Т-502	1	35	35					
158	Дебутанизатор Т-503	1	35	35					
159	Ребойлер дезанизатора Е-502	1	18,2	18,2					
160	Ребойлер дебутанизатора Е-504	1	18,2	18,2					
161	Компрессор "Хоуден"(холодильный компрессор) К-402 WRVI355165	1	5,5	5,5					Howden, мощностью 2300 л.с.
162	Пропановый входной скруббер V-402	1	0,8	0,8					
163	Пропановый экономайзер V-403	1	1,4	1,4					
164	Сепаратор масла V-406	1	0,76	0,76					
165	Теплообменник Е-100	1	1,36	1,36					
166	Сепаратор отделения воды V-405	1	14,28	14,28					
167	Охладитель пропана ЕА 401А	1	8	8					
168	Охладитель пропана ЕА 401В	1	8	8					
169	Охладитель пропана ЕА 401С	1	8	8					
170	Охладитель пропана ЕА 401D	1	8	8					
171	Охладитель гликоля Е-409	1	9	9					
172	Дренажная емкость 20м³ VE-41.801	1	3,59	3,59					
173	Дренажная емкость 8м³ VT-41.802	1	2,5	2,5					
174	Сепаратор низкого давления	1	20,76	20,76					
175	Сборник пропана V-404А	1	19,26	19,26					
176	Сборник пропана V-404В	1	19,26	19,26					
177	Печь спутникового обогрева TVK-200 TA-25	1	2,3	2,3					
178	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
179	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
180	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
181	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
182	Рессивер воздушного компрессора BOGE	1	1,3	1,3					
183	Установка компрессорная KR-41.000 BOGE S 29-2 1/2	1	0,5	0,5					
184	Установка одоранта	1	8,53	8,53					
185	Сепаратор на камере приема скребка г-прд "Нуралы"	1	2,48	2,48					
186	Сепаратор на узле ГУ- 1/2	1	2,48	2,48					
187	Насос циркуляции масла	1	1,4	1,4					
188	Насос циркуляции масла	1	1,4	1,4					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
189	Насос циркуляции гликоля	1	0,9	0,9					
190	Насос циркуляции гликоля	1	0,9	0,9					
191	Насос циркуляции триэтиленгликоля	1	0,84	0,84					
192	Винтовой компрессор "Хоуден" WRV365/165	1	7,2	7,2					
193	Насос предварительной закачки масла в компрессор	1	0,45	0,45					
194	Насос перекачки гликоля	1	0,78	0,78					
195	Насос перекачки гликоля	1	0,78	0,78					
196	Насос перекачки СУВГ	1	0,9	0,9					
197	Насос перекачки СУВГ	1	0,9	0,9					
198	Насос циркуляции теплоносителя	1	0,84	0,84					
199	Насос циркуляции теплоносителя	1	0,84	0,84					
200	Насос перекачки газожидкостной смеси	1	1,2	1,2					
201	Насос перекачки газожидкостной смеси	1	1,2	1,2					
202	Блок-бокс пожаротушения	1	12	12					
203	Блок-бокс пожаротушения компрессорной установки	4	8	32					
204	Установка фильтра F-200A	1	1,64	1,64					
205	Установка фильтра F-200B	1	1,64	1,64					
206	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара КГ-101/103 ВК-LAASAP210 R410A	1	25	25					
207	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара К-102A ВК-LAASAP210 R410A	1	25	25					
208	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара К-102B ВК-LAASAP210 R410A	1	25	25					
209	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора К-402 ВК-LAASAP105 R410A	1	22,4	22,4					
210	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора К-402 ВК-LAASAP105 R410A	1	22,4	22,4					
211	Блок дозирования реагента БДР-1	1	3,5	3,5					
212	Блок дозирования реагента БДР-2	1	3,5	3,5					
	Демонтаж промыслового оборудования (УПГ-2)								
213	Блок сепаратора С-1	1	14,28	14,28					
214	Блок сепаратора С-2	1	14,28	14,28					
215	Блок сепаратора С-3	1	14,28	14,28					
216	Блок насосов нестабильного конденсата Н-3	1	1,45	1,45					
217	Блок насосов нестабильного конденсата Н-2	1	1,45	1,45					
218	Теплообменник газ-газ Т-1	1	1,36	1,36					
219	Теплообменник газ-конденсат Т-5	1	1,36	1,36					
220	Холодильник Х-1	1	4,2	4,2					
221	Блок разделителя	1	2,5	2,5					
222	Блок разделителя	1	2,5	2,5					
223	Разделитель Р-1	1	4,76	4,76					
224	Разделитель Р-2	1	4,76	4,76					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
225	Блок деэтанизатора К-1	1	35	35					
226	Испаритель И-1 БРЭГ	1	4,2	4,2					
227	Блок стабилизатора К-2	1	8,4	8,4					
228	Емкость буферная Е-1 на БРЭГ	1	2,5	2,5					
229	Теплообменник "конденсат-СПБТ" Т-4	1	1,36	1,36					
230	Испаритель И-2	1	0,92	0,92					
231	Дегазатор Д-1	1	12,56	12,56					
232	Фильтр регенерации гликоля Ф-1	1	0,78	0,78					
233	Фильтр регенерации гликоля Ф-3А	1	0,78	0,78					
234	Фильтр регенерации гликоля Ф-3Б	1	0,78	0,78					
235	Теплообменник "конденсат-конденсат" Т-3	1	1,36	1,36					
236	Блок насосов Н-1 ½	1	10,44	10,44					
237	Блок насосов циркуляции теплоносителя Н-5 ½	1	9,26	9,26					
238	Рефлюксная емкость Е-3	1	2,5	2,5					
239	Насосный блок Н-6 ½	1	10,44	10,44					
240	Теплообменник Т-6	1	1,36	1,36					
241	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-1	1	4,86	4,86					
242	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-2А	1	4,86	4,86					
243	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-3Б	1	4,86	4,86					
244	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-3А	1	4,86	4,86					
245	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-2Б	1	4,86	4,86					
246	Аппарат воздушного охлаждения ВХ-4 1/4	1	4,86	4,86					
247	Аварийная емкость V-25м	1	3,56	3,56					
248	Емкость дренажная (условно чистых вод) ЕП-16	1	3,56	3,56					
249	Емкость дренажа этиленгликоля ЕП-16	1	3,56	3,56					
250	Емкость для сброса жидких углеводородов V-80м	1	6,6	6,6					
251	Емкость дренажа теплоносителя (масло) Е-40	1	4,5	4,5					
252	Аварийная емкость для сброса жидких углеводородов V-80м	1	6,6	6,6					
253	Печь для нагрева теплоносителя П-1	1	56	56					
254	Установка определения точки росы	1	1,8	1,8					
255	Фреонно холодильная установка ФХУ-1	1	7,54	7,54					
256	Здание газового пожаротушения(блок-бокс) ГО643В	1	11,28	11,28					
257	Блок установки подготовки воздуха БПВ	1	8,44	8,44					
258	Рессивер воздуха В 16 В 16-8-2-50	1	1,2	1,2					
259	Газокомпрессорная установка низкого давления КГ-1	1	2,5	2,5					Ariel, мощностью 800 kWt
260	Скруббер V-100	1	0,8	0,8					
261	Всасывающий барабан V-101А	1	5	5					
262	Загрузочный барабан V-102А	1	5	5					
263	Всасывающий барабан V-101В	1	5	5					
264	Загрузочный барабан V-102В	1	5	5					
265	Газокомпрессорная установка высокого давления КГ-2А	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2160 kWt
266	Скруббер V-300А	1	0,8	0,8					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
267	Всасывающий барабан V-301A	1	5	5					
268	Разгрузочный барабан V-302A	1	5	5					
269	Скруббер V-200	1	0,8	0,8					
270	Всасывающий барабан V-201A	1	5	5					
271	Разгрузочный барабан V-202A	1	5	5					
272	Скруббер V-100A	1	0,8	0,8					
273	Всасывающий барабан V-101A	1	5	5					
274	Разгрузочный барабан V-102A	1	5	5					
275	Газокомпрессорная установка высокого давления КГ-2Б	1	12,5	12,5					Ariel, мощностью 2160 kWt
276	Скруббер V-300B	1	0,8	0,8					
277	Всасывающий барабан V-301B	1	5	5					
278	Разгрузочный барабан V-302B	1	5	5					
279	Скруббер V-200B	1	0,8	0,8					
280	Всасывающий барабан V-201B	1	5	5					
281	Разгрузочный барабан V-202B	1	5	5					
282	Скруббер V-100B	1	0,8	0,8					
283	Всасывающий барабан V-101B	1	5	5					
284	Разгрузочный барабан V-102B	1	5	5					
285	Установка факельная УФМГ-700ХЛ	1	8	8					
286	Сепаратор факельный ФС-1	1	0,5	0,5					
287	Насосный блок Н-7 1/2	1	10,44	10,44					
288	Дренажная емкость факельного сепаратора	1	4,5	4,5					
289	Конденсатосборник на газопроводе "Нур-Акш"	1	0,8	0,8					
290	Конденсатосборник на газопроводе "Нур-Акш"	1	0,8	0,8					
291	Камера скребка газопровода "Нур-Акш"	1	0,6	0,6					
292	Камера скребка газопровода "Нур-Акш"	1	0,6	0,6					
293	Дренажная емкость на КПС "Нуралы" ЕП-50	1	4,5	4,5					
294	Конденсатосборник на газопроводе "ГУ 1-УПГ"	1	0,8	0,8					
295	Камера скребка газопровода "ГУ -1"	1	0,3	0,3					
296	Камера скребка газопровода "ГУ-1"	1	0,3	0,3					
297	Конденсатосборник на газопроводе "ГУ 2-УПГ"	1	0,8	0,8					
298	Камера скребка газопровода "ГУ-2"	1	0,3	0,3					
299	Камера скребка газопровода "ГУ-2"	1	0,3	0,3					
300	Всасывающий фильтр CCD 450	1	0,4	0,4					
301	Всасывающий фильтр CCD 451	1	0,4	0,4					
302	Всасывающий фильтр CCD 452	1	0,4	0,4					
303	Всасывающий фильтр CCD 453	1	0,4	0,4					
304	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
305	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
306	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
307	Экономайзер KS25-FEP-126T L3000	1	0,78	0,78					
308	Охладитель масла OC40320V	1	2,8	2,8					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
309	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
310	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
311	Охладитель масла ОС40320V	1	2,8	2,8					
312	Нефтегазовый сепаратор V-101	1	19,26	19,26					
313	Нефтегазовый сепаратор V-102	1	19,26	19,26					
314	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
315	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
316	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
317	Маслоохладитель KS20-AEP-413 L2000	1	2,4	2,4					
318	Отделитель масла HS1004026	1	1,6	1,6					
319	Отделитель масла HS1004026-C	1	1,6	1,6					
320	Отделитель масла HS1004026-C	1	1,6	1,6					
321	Отделитель масла HS1004026-C	1	1,6	1,6					
322	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
323	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
324	Линейный ресивер РГ-12	1	2,86	2,86					
325	Испаритель И-1 ГПР 2485.12.00.00.000	1	0,9	0,9					
326	Испаритель И-2 ГПР 2485.15.00.00.000	1	0,9	0,9					
327	Сепаратор факельный ФС-1	1	0,5	0,5					
328	Стабилизатор К-2	1	4,24	4,24					
329	Аварийная емкость для сброса жидких углеводородов	1	3,5	3,5					
330	Дезтанализатор К-1	1	26,44	26,44					
331	Теплообменник "Кондинсат-СПБТ" Т-4	1	0,76	0,76					
332	Емкость рефлюксная Е-1 СУГ	1	2	2					
333	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
334	Циркуляционный ресивер РГ-12	1	3	3					
335	Линейный ресивер РГ-12	1	2,86	2,86					
336	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-1	1	4,46	4,46					
337	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-2А	1	4,46	4,46					
338	Взрывозащищенный промышленный кондиционер для ангара компрессора КГ-2Б	1	4,46	4,46					
339	Компрессор фреоновый U-600 Майком	1	6,0	6,0					
340	Компрессор фреоновый U-601 Майком	1	6,0	6,0					
341	Компрессор фреоновый U-602 Майком	1	6,0	6,0					
342	Компрессор фреоновый U-603 Майком	1	6,0	6,0					
343	Компрессор высокого давления РЕЗЕРВНЫЙ	1	12,5	12,5					Ariel, JGC/4, F-32743
	Демонтаж промыслового оборудования (СППН Кумколь)								
344	Теплообменник Е-3320	1	1,36	1,36					
345	Бустерный насос Р-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					
346	Бустерный насос Р-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
347	Бустерный насос Р-3320 L 4НК - 256/100-АНОКР-G	1	1,92	1,92					
348	Печь (котёл) подогрева Н-3320	1	2,24	2,24					
349	Камера приема скребка 1 линии нефтепровода	1	0,3	0,3					
350	Камера приема скребка 2 линии нефтепровода	1	0,3	0,3					
351	Дренажная емкость 24м³	1	6	6					
	Демонтаж промышленного оборудования (СУВГ)								
352	Емкость V-200м³	16	11	176					
353	Насос А, SLM GV	1	0,32	0,32					
354	Насос В, SLM GV	1	0,32	0,32					
355	Насос С, SLM GV	1	0,32	0,32					
356	Заправочная колонка А	1	0,12	0,12					
357	Заправочная колонка В	1	0,12	0,12					
358	Заправочная колонка С	1	0,12	0,12					
359	Подпиточный насос пожаротушения	1	0,28	0,28					
360	Дренажная емкость ЕП-12	1	2,86	2,86					
361	Резервуар пожаротушения V-1000м³	2	33,5	67					
362	BAQE насос пожаротушения	4	0,48	0,48					
363	BOGE S воздушный компрессор	2	0,14	0,28					
364	BOGE BSO воздушный компрессор	2	0,14	0,28					
365	Факельная свеча TORNADO	1	0,12	0,12					
	Демонтаж трубопроводов								
366	Демонтаж стальных трубопроводов технологических линий ЦППН, в т.ч.:								
	Ø219х6 мм	км					0,414		
	Ø325х8 мм	км					1,538		
	Ø159х6 мм	км					2,256		
	Ø273х8 мм	км					0,519		
	Ø426х8 мм	км					0,118		
	Ø108х6 мм	км					0,297		
367	Газопроводы:								
	Ø159х6 мм	км					3,12		ГУ1-УПГ
	Ø159х6 мм	км					2,785		ГУ2-УПГ
	Ø426х8 мм	км					0,516		
	Ø219х6 мм	км					0,234		
	Ø108х6 мм	км					0,321		
368	Водоводы:								
	Ø159х6 мм	км					0,155		
	Ø108х6 мм	км					0,400		
369	Демонтаж нефтепровода Акшабулак-Кумколь Ø219х8 мм (нитка 1)	км					57,283		стальной
370	Демонтаж нефтепровода Акшабулак-Кумколь Ø219х8 мм (нитка 2)	км					57,283		стальной
371	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-4 - ЦППН Ø142х6 мм	км					3,473		с\пластик
372	Демонтаж нефтепровода ГУ-3 - ЦППН Ø219х8 мм	км					2,024		с\пластик

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
373	Демонтаж нефтепровода ГУ1 - ЦППН Ø159х6 мм	км					2,510		стальной
374	Демонтаж нефтепровода ГУ2 - ЦППН Ø159х6 мм	км					3,160		стальной
375	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-5 ГУ-2 Ø219х8 мм	км					1,330		стальной
376	Демонтаж нефтепровода ГУ5 - ГУ3 Ø219х8 мм	км					2,737		с\пластик
377	Демонтаж нефтепровода ГУ4-Манифольд 5" Ø219х8 мм	км					3,278		с\пластик
378	Демонтаж нефтепровода Маф4-Манифольд3" Ø219х8 мм	км					0,144		стальной
379	Демонтаж нефтепровода АГЗУ доп-Маф-4 Ø219х8 мм	км					0,104		стальной
380	Демонтаж нефтепровода АГЗУ-6-УПСВ-3ман. Ø219х8 мм	км					1,445		стальной
381	Демонтаж выкидных линии Ø89х4.5 мм	км					42,412		с\пластик
382	Демонтаж выкидных линии Ø114х7 мм	км					218,028		с\пластик
383	Демонтаж выкидных линии Ø131х4 мм	км					27,956		с\пластик
384	Демонтаж нагнетательных линии Ø131х4 мм	км					49,948		с\пластик
385	Демонтаж нагнетательных линии Ø114х7 мм	км					56,43		с\пластик
386	Демонтаж нагнетательных линии Ø114х7 мм	км					0,025		стальной
387	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Юг" Ø219х8 мм	км					3,948		с\пластик
388	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Север" Ø219х8 мм	км					3,240		с\пластик
389	Демонтаж водяных коллекторов УППВ-БКНС Ø219х8 мм	км					0,310		с\пластик
390	Демонтаж водяных коллекторов УПСВ-БКНС Ø219х8 мм	км					0,265		с\пластик
391	Демонтаж водяных коллекторов БКНС-ВРП "Юг3" Ø219х8 мм	км					2,481		стальной
392	Демонтаж трубопроводов: Входной манифольд 12"150 (коллектор) низкого давления фильтровальной	км					0,018		
393	Демонтаж технологическая линия РВС Т-1601А и линия коллектора низкого давления в насосной артезианской воды 14"150	км					0,105		
394	Демонтаж технологическая линии от фильтровальной до РВС Т-1601А 14"150	км					0,036		
395	Демонтаж рециркуляционная линия 6"150 от насосной до РВС	км					0,098		
396	Демонтаж выходной манифольд 12"900 (коллектор) высокого давления артезианской воды (насосной станции)	км					0,027		
397	Демонтаж выходной манифольд 12"900 (коллектор) высокого давления пластовой воды (насосной станции)	км					0,013		
398	Демонтаж входного манифольда пластовой воды 14"150 (насосной станции)	км					0,017		
399	Демонтаж входного манифольда артезианской воды 14"150	км					0,035		
400	Демонтаж дренажной линии 2"150 (насосной станции)	км					0,037		
401	Демонтаж входного коллектора 8"150 насосных агрегатов KSB	км					0,024		
402	Демонтаж выходного коллектора 6"600 насосных агрегатов KSB	км					0,031		
403	Демонтаж входного коллектора 6"150 насосных агрегатов SULZER	км					0,022		
404	Демонтаж выходного коллектора 3х8"900 насосных агрегатов SULZER	км					0,034		
405	Демонтаж линии коллектора 8"900 ВРП север ВРП юг (насосной станции)	км					0,019		
406	Демонтаж линии коллектора устья нагнетательных скважин 4"900	км					0,257		
407	Демонтаж рециркуляционной линии 4"150 (в насосной станции)	км					0,35		
408	Демонтаж линии водяных скважин Ø114х7 мм	км					4,807		с\пластик

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
409	Демонтаж линии водяных скважин Ø89х4,5 мм	км					1,877		стальной
410	Демонтаж линии водяных скважин Ø131х4 мм	км					0,116		с\пластик
411	Демонтаж линии водяных скважин Ø219х8 мм	км					0,102		стальной
412	Демонтаж линии водяных скважин Ø142х8 мм	км					4,88		стальной
413	Демонтаж линии водяных скважин Ø114х7 мм	км					1,219		стальной
	Демонтаж промышленного оборудования (БКНС)								
414	Демонтаж наземного резервуара вертикального стального РВС 1000 м³ для хранения подготовленной воды	3	33,5	100,5					
415	Демонтаж насоса KSB тип HGM-RO 4/6 (125м³) с эл.двигатель	3	0,30	0,9					
416	Демонтаж насоса МСД SULZER (125м³/ч) с эл. двигатель.	3	0,60	1,8					
417	Демонтаж аварийной установки фильтрации артезианской воды	1	1,5	1,5					
418	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					
419	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					
420	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					г. Краснокамск
421	Демонтаж установки фильтрации артезианской воды	1	3,2	3,2					Тип FA-63* 1000Н
422	Демонтаж ингибиторной Z-1601	1	2,25	2,25					
423	Демонтаж ингибиторной Z-1610	1	2,25	2,25					
424	Демонтаж горизонтальной емкости 75м³	1	11	11					
425	Демонтаж водораспределительных пунктов (ВРП)	5	23	115					
426	Демонтаж воздушного компрессора	1	0,24	0,24					
	Демонтаж промышленного оборудования (ГУ-1,2)								
427	Буферная емкость С-102	1	12,4	12,4					
428	Буферная емкость С-202	1	12,4	12,4					
429	Демонтаж печи ПП-0,63	1	13,0	13,0					
430	Демонтаж печи ПНК-1,9	2	13,5	27					
431	Демонтаж скруббера газа ГС-101, ГС-201	2	0,8	1,6					
432	Демонтаж скруббера газа ГС-203	1	1,6	1,6					
433	Сепаратор С-103	1	20,76	20,76					
434	Сепаратор С-203	1	20,76	20,76					
435	Емкость сепарационная С-101, С-201	2	8,44	16,88					
436	Емкость сепаратор измеритель А-101, А-201	2	0,48	0,96					
437	Дренажная емкость ЕП-63	2	8,9	17,8					
438	Дренажная емкость ЕП-25	2	4,22	8,44					
439	Демонтаж насоса ЦНС 105/294	4	0,725	2,9					
440	Демонтаж автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) "ОЗНА - массомер" с блоком автоматики	4	50	200					
441	Weatherford 25-175-RHAM-14-4-2-2	1	0,12	0,12					Погружные насосы
442	Weatherford 25-175-RHAM-14-4-2-2	1	0,12	0,12					
443	Устройство запуска для газопроводов Argus	2	0,3	0,6					
444	Устройство приема для газопроводов Argus	2	0,3	0,6					
445	БР	2	0,6	1,2					

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электросетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
446	Установка факельная с автоматизированной электроискровой системой розжига и контроля пламени	2	7	14					
447	Демонтаж автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) "ОЗНА - массомер" с блоком автоматики	7	50	350					АГЗУ-3А, АГЗУ-3В, АГЗУ-4, АГЗУ-5А, АГЗУ-5В, 6, МАФ-4
448	Дренажная емкость ЕП	7	1	7					
	Демонтаж зданий и сооружений с сохранением годных материалов								
449	Демонтаж КПП-1 «Акшабулак»	2				133,5			Модульные контейнера
450	Демонтаж КПП ЦПиПН	1				54			
451	Демонтаж КПП-6	1				36			
452	Демонтаж КПП-7 СУВГ	1				54			
453	Демонтаж КПП-8 ЦПиТГ	1				30			
454	Демонтаж КПП-9 Склад	1				18			
455	Демонтаж пожарного депо	1				1641			Одноэтажное здание с 23 помещениями, металлический модуль
456	Демонтаж участка подряных организаций	13			32	416			Модульные контейнера
457	Демонтаж жилого комплекса КЭМП-1	1				3620			Блок-А, В, С
458	Демонтаж общежитие №1 и №2	2			984	1968			В блочно-модульном исполнении (контейнерный)
459	Демонтаж жилого блока №3, №4, №5, №6	4			568	2272			
460	Демонтаж гостиницы	1				918			
461	Демонтаж столовой	1				3091			
462	Демонтаж спортивного зала	1				1756			
463	Демонтаж класса ТБ	1				168			
464	Демонтаж магазина	1			40	40			
465	Демонтаж офиса работников склада	1				235			металлический модуль
466	Демонтаж ангарного склада	1				678			
467	Демонтаж ангара №1	1				6600			
468	Демонтаж ангара №2	1				1500			
469	Демонтаж ангара №3	1				1080			
470	Демонтаж ангара №4	1				1747			контейнерного исполнения
471	Демонтаж склада хранения химреагентов	1				1435			
472	Демонтаж склада хранения химреагентов	1				1540			
473	Демонтаж помещения системы пожаротушения	1				175			
474	Демонтаж склада хранения масел	1				700			
475	Демонтаж склада хранения масел	1				770			
476	Демонтаж мастерской участка химизации	1				221			
477	Демонтаж химико-аналитической лаборатории	1				610			В блочно-модульном исполнении (контейнерный)
478	Демонтаж административного корпуса ЦППН	1				902			Модульное здание
479	Демонтаж мастерской ЦППН	1				912			металлический модуль
480	Демонтаж токарного цеха	1				420			металлический модуль
481	Демонтаж сварочного поста	1				386			металлический модуль

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
482	Демонтаж слесарной мастерской	1				336			металлический модуль
483	Демонтаж операторной УДНГ	1				196			одноэтажное помещение
484	Демонтаж операторной ГУ-1, ГУ-2	2				240			одноэтажное помещение
485	Демонтаж операторной химизации	1			39	39			Модульное здание
486	Демонтаж операторной терминала ЦППН	1			34	34			Модульное здание
487	Демонтаж операторной УПСВ	1			81	81			Модульное здание
488	Демонтаж помещения электриков УПСВ	1			40	40			Модульное здание
489	Демонтаж помещения КИПиА УПСВ	1			40	40			Модульное здание
490	Демонтаж помещения мастера обслуживания газонефтепроводов	1			40	40			Модульное здание
491	Демонтаж операторной УПГ-1	1				270			Модульное здание
492	Демонтаж помещения КИПиА УПГ-1	1				32			Модульное здание
493	Демонтаж операторной УПГ-2	1				264			Модульное здание
494	Демонтаж операторная терминала хранения и налива СУГ	1				140			Модульное здание
495	Демонтаж операторной БКНС	1				49			Модульное здание
496	Демонтаж мастерской БКНС	1				76			Модульное здание
497	Демонтаж закрытого распределительного устройства подстанции "Акшабулак"	1				320			Модульное здание
498	Демонтаж операторной КОС	1				32			модульный контейнер
499	Демонтаж операторной ЕП115 (пункт подогрева нефти)	1				72			модульный контейнер
500	Демонтаж ограждения полигона ТБО из металлической сетки, труб и ворот	1	3	3					
	Демонтаж сетей эл.передач, объекты энергообеспечения								
501	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Запад	км						22,04	Провод 3*АС-95, опора СВ-105 в количестве - 590 шт.
502	Воздушная линия электропередач ВЛ-110кВ Л-149	км						4,90	
503	Воздушная линия электропередач ВЛ-110кВ Л-150	км						4,00	
504	Подстанции и распределительные пункты 6кВ	15	1,2	18					
505	Трансформаторы силовые 6/0,4кВ	18	1,584	28,51					
506	Трансформаторы силовые 6/0,69кВ	3	0,85	2,55					
507	Блок статических конденсаторов 6кВ	10	1,2	12					
508	Блок статических конденсаторов 0,4кВ	6	2	12					
509	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-2	км						3	Провод 3*АС-95, опора СВ-105 в количестве - 77 шт.
510	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-3	км						1,62	Провод 3*АС-120, опора СВ-105 в количестве - 39 шт.
511	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ двухцепный СИП ГУ-4	км						2,84	Провод 3*АС-120, опора СВ-105 в количестве - 79 шт.
512	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Кумколь от яч№32	км						2,20	Провод 3*АС-70, опора СВ-105 в количестве - 55 шт.
513	Воздушная линия электропередач ВЛ-6кВ Кумколь от яч№35	км						2,10	Провод 3*АС-70, опора СВ-105 в количестве - 55 шт.

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
514	ПС-110/6кВ Акшабулак 4секционная	4	40	160					ОРУ-110кВ - 4 секции, ЗРУ-6кВ -4 секции, силовой трансформатор 16МВА - 4шт.
515	КТПН м/р Акшабулак	233	0,158	36,814					для работы скважин
516	Трансформатор ТМПН	112	0,48	53,76					для работы скважин
517	Прожектор освещения на скажинах	93	1,23	114,39					
518	Молниесотводы по всем скважинам	67	0,7	46,9					
519	Прожекторы на промышленных объектах	250	0,35	87,5					
520	Электродвигатель 7,5 кВт	6	0,07	0,42					
521	Электродвигатель 10 кВт	6	0,09	0,54					
522	Электродвигатель 11 кВт	6	0,086	0,516					
523	Электродвигатель 15 кВт	9	0,116	1,044					
524	Электродвигатель 18 кВт	14	0,142	1,988					
525	Электродвигатель 22 кВт	15	0,15	2,25					
526	Электродвигатель 30 кВт	20	0,017	0,34					
527	Электродвигатель 90 кВт	6	0,53	3,18					
528	Электродвигатели 6 кВт	11	2,7	29,7					
529	Блоки управления с ЧРП Робикон 6кВ	3	2,5	7,5					
530	Блоки управления с ЧРП Toshiba	11	1,9	20,9					
531	Блоки управления с плавным пуском Moeller	8	2,45	19,6					
532	Блоки управления с ЧРП 0,69кВ Сименс, ABB	5	2,60	13					
533	Блоки управления с ЧРП 0,4кВ	20	1,84	36,8					
534	Распределительные щиты РП, РЩ, ВРУ-0,4 кВ	60,00	0,11	6,6					
535	Кабельные линии электропередачи 6кВ	км						52	
536	Кабельные линии электропередачи 0,69/0,4кВ	км						262	
	Демонтаж дизельных генераторов								
537	CAT 3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					КЭМП
538	CAT3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					ЦППН трансверные насосы
539	CAT3412 (1998 г.в.)	1	6,13	6,13					ЦППН трансверные насосы
540	CAT 3516 (1998 г.в.)	1	17,75	17,75					ЦППН трансверные насосы
541	CAT 3516 (1998 г.в.)	1	17,75	17,75					ЦППН трансверные насосы
542	DEUTZ BF6M 1015C2 (2000г.в)	1	1,0	1,0					ЦППН площадка для ДЭС
543	DEUTZ BF6M 1015C2 (2000г.в)	1	1,0	1,0					ЦППН площадка для ДЭС
544	CAT D348 (1980г.в)	1	1,93	1,93					ГУ-2
545	CAT-3516 (1980г.в)	1	17,75	17,75					ЦППН экспортные нососы
546	CAT-3516 (1980г.в)	1	17,75	17,75					ЦППН экспортные нососы
547	DISEL MOTOR mtu 12V2000 (2001г.в)	1	2,5	2,5					БКНС

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубопроводов, км	Всего длина электро-сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
548	PERKINS (2004г.в)	1	1,61	1,61					Газопровод Нуралы-Акшабулак 22 км.
549	PERKINS (2004г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Нуралы-Акшабулак - 15км.
550	PERIN (2004г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Акшабулак-Нуралы - 15км.
551	FG WILSON Perkins (2015г.в)	1	1,61	1,61					Нефтепровод Нуралы-Акшабулак - 15км.
552	mtu 12V2000 (2004г.в)	1	2,5	2,5					LPG
553	DEUTZ -TZ -130/50 (2004г.в)	1	2,5	2,5					УПГ 1
554	JOHN DEERI (2006г.в)	1	0,96	0,96					ЦППН площадка для ДЭС.
555	CUMMINS -3 (2007г.в)	1	0,5	0,5					ЦППН площадка для ДЭС.
556	DOOSAN P158 LE-S (2008г.в)	1	1	1					ТА-65Е
557	DOOSAN P158 LE-S (2008г.в)	1	1	1					ТА-65
558	PERKINS (1998г.в)	1	1,6	1,6					ЦППН площадка для ДЭС
559	GENPOWER DOOSAN model GDD 415 (2009г.в)	1	4,6	4,6					Акшабулак, Химико-Аналитическая лаборатория
560	CUKUROVA model GJ1100 MN (2009г.в)	1	1,420	1,420					Новый КЭМП на 200 мест
561	CUMMINS APD 2000 (2011г.в)	1	15,152	15,152					Акшабулак, Новое пожарное депо
562	JOHN DEERI AJD110 (2008г.в)	1	2,5	2,5					Акшабулак, УПГ-2
563	JOHN DEERI AJD70 (2008г.в)	1	1,5	1,5					Акшабулак, УПГ-2
564	CUMMINS модель 6BTAA 5,9-G2 (2012г.в)	1	0,5	0,5					Акшабулак, станция биологической очистки
565	DOOSAN P158LE-1 (2013г.в)	1	1	1					ГУ-1
566	DOOSAN P126TI-II (2014г.в)	1	1	1					УПСВ
567	Cummins NTA 855 (2012г.в)	1	1,35	1,35					ЦППН площадка для ДЭС
568	АД-30 (2012г.в)	1	1	1					ЦППН Мехмастерская ТА-76
569	CUMMINS- 4 (2007г.в)	1	1	1					ЦППН площадка для ДЭС
570	Alfa-Ricardo 5KJA75 (2019г.в.)	1	1,279	1,279					АГЗУ-6
571	Дизель - компрессор возд.-- KB 5/ 10	1	0,75	0,75					ЦППН Мехмастерская ТА-76
572	Дизель - компрессор возд.-- ПСКД 1,4/25	1	0,64	0,64					прицеп-станция компрессорная передвижная на ЦППН Мехмастерская ТА-76
573	Демонтаж железобетонных плит дорожного покрытия	1374	3,079	4230,546					
574	Демонтаж железобетонных фундаментов под оборудование	570	3,079	1755,03					
575	Транспортировка демонтированных материалов								

	Виды выполняемых работ	Кол-во единиц	Масса 1 ед., т	Всего масса, т	Объем 1 ед., м³	Всего объем, м³	Всего длина трубо- проводов, км	Всего длина электро- сетей, км	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Транспортировка от м. Акшабулак до г.Кызылорда демонтированного оборудования из металла, железобетона и др. материалов на базу сдачи , км	175							
	Транспортировка от м. Акшабулак до г.Кызылорда строительного мусора на полигон ТБО, км	150							
576	Земляные работы при демонтаже подземных трубопроводов, м3	1 437319							
577	Земляные работы при демонтаже гравийных автодорог, м3	360000							
578	Земляные работы по технической рекультивации нарушенных земель на месторождении, включая нарушенные земли полигона ТБО, м3	51 000							
579	Работы по биологической рекультивации нарушенных земель на месторождении, включая нарушенные земли полигона ТБО, озеленением путём посадки саженцев деревьев и кустарников, м2	170 000							

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	2032
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН (подземное строительство)									
Ввод из бурения добывающих скважин	тыс.тг	456 954	456 954	-	-	-	-	-	-
ГРП	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Зарезка боковых стволов (ЗБС)	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Углубление забоя	тыс.тг	140 601	-	-	140 601	-	-	-	-
Перевод добывающих скважин под нагнетание	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Перевод на другой нефтяной горизонт	тыс.тг	135 112	-	16 889	33 778	50 667	16 889	16 889	-
Ввод из прочих категорий	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из консервации добывающих/нагнетательных	тыс.тг	17 610	-	-	-	17 610	-	-	-
ОРЗ	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	тыс.тг	283 650	-	-	-	94 550	94 550	94 550	-
ОРЭ	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Итого строительство скважин (подземное строительство)	тыс.тг	1 033 927	456 954	16 889	174 379	162 827	111 439	111 439	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	1 129 729	456 954	17 733	192 253	188 493	135 455	138 841	-
Обустройство промысла									
Обустройство добывающей скважины	тыс.тг	74 211	-	74 211	-	-	-	-	-
Обустройство нагнетательной скважины	тыс.тг	0	-	-	-	-	-	-	-
Пир на бурение	тыс.тг	10 853	10 853	-	-	-	-	-	-
Нагнетательная линия от БКНС до скважины №307 на м/р Акшабулак	тыс.тг	419 146	419 146	-	-	-	-	-	-
Модернизация объектов производственного назначения	тыс.тг	1 879 522	1 057 569	251 453	213 500	178 500	178 500	-	-
Модернизация объектов общего назначения	тыс.тг	52 111	52 111	-	-	-	-	-	-
Приобретение нематериальных активов	тыс.тг	46 009	14 048	14 048	17 913	-	-	-	-
Проектно-изыскательские работы	тыс.тг	128 540	125 169	3 371	-	-	-	-	-
Приобретение основных средств	тыс.тг	11 310 564	2 088 237	2 171 766	2 258 637	2 348 982	2 442 942		
Обустройство устьев скважин на м/р КГМ со строительством трубопроводов (скв. 2024 г. АКШ-495, 79	тыс.тг	64 758	64 758	-	-	-	-		
Обустройство устьев скважин на м/р КГМ со строительством трубопроводов (скв. 2025 г. Акш-496, 498, 499)	тыс.тг	222 633	222 633	-	-	-	-	-	-
Монтаж АГЗУ «ОЗНА-Массомер» и подключение скважин 4-х дюймового манифольда МАФ-4 на ЦППН м/р Акшабулак	тыс.тг	286 501	286 501	-	-	-	-	-	-
Строительство коллектора с узлом редуцирования для приема сырого газа от сторонних Недропользователей	тыс.тг	369 805	369 805	-	-	-	-	-	-
Регистрация с внесением объектов в базу градостроительного кадастра	тыс.тг	17 774	17 774	-	-	-	-	-	-
Реконструкция подводящих и отводящих технологических трубопроводов на РВС-8, 9 с установкой насосной станции перекачки пластовой воды ЦППН м/р Акшабулак	тыс.тг	877 505	-	87 750	789 754	-	-	-	-
Расширение площадки водогрейной установки мр. Акшабулак с добавлением второй ВГУ	тыс.тг	136 000	-	136 000	-	-	-	-	-
Установка наливных рукавов с эстакадой, на откачку ГЖС с конденсатосборников ЕП-9, ЕП-15 / ЕП-22 и ЕП-10 на газопроводах м/р КГМ	тыс.тг	224 000	-	224 000	-	-	-	-	-
Строительство газовых котельных в вахтовых поселках КГМ (Акшабулак и Нуралы)"	тыс.тг	490 000	-	-	490 000	-	-	-	-
Установка солнечных водонагревателей для вахтовых поселков на месторождениях КГМ	тыс.тг	54 000	-	-	54 000	-	-	-	-
ВСЕГО надземное строительство:	тыс.тг	16 663 932	4 728 604	2 962 600	3 823 804	2 527 482	2 621 442	-	-
Итого с инфляцией	тыс.тг	18 167 334	4 728 604	3 110 730	4 215 744	2 925 877	3 186 379	-	-
ВСЕГО	тыс.тг	17 697 859	5 185 558	2 979 489	3 998 183	2 690 310	2 732 881	111 439	-
Всего с учетом инфляции	тыс.тг	19 297 063	5 185 558	3 128 463	4 407 997	3 114 370	3 321 834	138 841	-

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	5	6	7	8	9
НДС (с выручки)	тыс.тг	56 171 643,6	8 862 535,7	6 738 971,9	5 709 202,8	5 222 256,3	4 772 510,2	4 293 661,3
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	12 463 659,3	947 447,4	1 039 198,3	1 099 213,9	1 161 479,5	1 196 543,0	1 195 009,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	5 054 419,2	397 498,4	438 258,2	464 652,4	490 972,9	505 794,8	505 146,3
Налог на имущество	тыс.тг	3 046 570,8	355 756,0	347 070,6	335 978,2	327 269,6	314 964,7	286 798,9
Прочие налоги	тыс.тг	1 151 551,0	85 884,4	87 697,2	89 544,3	92 976,6	95 292,4	95 660,8
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	19 529 402,0	2 998 989,1	2 452 934,6	1 930 274,0	1 721 381,7	1 558 118,8	1 417 301,7
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	23 199 941,8	3 753 188,6	3 069 809,9	2 415 708,2	2 154 282,6	1 949 961,6	1 730 469,5
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	22 259 289,9	3 480 541,3	3 086 894,5	2 680 667,1	2 259 275,7	2 176 760,9	1 799 970,3
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	328 260,0	4 443,8	44 466,7	40 803,4	37 383,7	33 961,4	30 162,2
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	14 674 547,1	7 326 153,1	3 869 525,6	2 090 394,0	1 150 797,3	237 677,1	0,0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 001 656,9	4 488 234,9	513 422,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общие поступления Государству	тыс.тг	50 537 654,3	14 975 601,5	8 210 305,8	5 438 032,7	4 173 563,2	3 296 564,5	2 766 857,4
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	34 876 628,2	3 559 737,7	3 307 576,7	3 440 649,5	3 301 776,1	3 410 069,5	2 892 309,0
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-21 295 015,4	-5 302 797,9	-3 431 395,2	-2 268 553,2	-1 920 480,3	-1 362 440,7	-1 401 352,3
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	106 709 297,9	23 838 137,2	14 949 277,7	11 147 235,5	9 395 819,5	8 069 074,7	7 060 518,7

Продолжение П.4.2.2

ПОСТУПЛЕНИЯ В БЮДЖЕТ	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	11	12	13	14	15	16	17
НДС (с выручки)	тыс.тг	3 794 800,5	3 453 487,2	3 191 326,4	2 909 334,9	2 684 221,9	2 408 080,1	2 131 254,6
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1 039 539,9	1 065 528,4	914 372,0	864 940,3	762 073,8	598 819,0	579 495,0
Налоговые платежи от ФОТ АУП (соц.налог)	тыс.тг	439 427,4	399 910,0	334 751,6	339 452,1	266 358,8	254 642,3	217 554,0
Налог на имущество	тыс.тг	242 482,8	204 449,6	172 469,1	145 526,4	122 798,0	103 608,5	87 398,2
Прочие налоги	тыс.тг	89 499,3	91 059,2	85 103,4	86 184,6	86 527,7	84 526,7	81 594,2
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 253 010,8	1 140 851,2	1 054 568,8	961 601,4	1 129 654,4	1 013 447,1	897 268,4
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 492 562,7	1 325 815,0	1 295 290,2	1 152 294,1	1 037 659,0	978 072,3	844 828,1
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 578 576,3	1 073 279,0	985 404,9	913 533,4	827 490,5	734 149,0	662 747,1
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	26 307,1	23 442,1	21 364,8	19 276,9	17 425,1	15 627,4	13 595,4
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Общие поступления Государству	тыс.тг	2 366 606,0	1 870 847,2	1 671 998,4	1 573 474,2	1 565 765,5	1 374 812,2	1 253 225,8
Поступления Государству НДС от подрядчиков	тыс.тг	2 513 261,5	2 478 461,4	2 330 479,8	2 217 784,2	1 967 521,4	1 823 453,5	1 633 548,0
Возврат НДС Государством	тыс.тг	-1 281 539,0	-975 025,8	-860 846,7	-691 550,6	-716 700,5	-584 626,6	-497 706,6
Недисконированные поступления Государству	тыс.тг	6 161 406,4	5 324 334,4	4 863 324,8	4 482 809,0	4 249 987,3	3 782 892,2	3 384 480,4

Таблица П.4.2.3 - Производственный доход, 1 вариант

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефть	тыс.тонн	3 507,701	587,46	469,56	377,75	332,25	303,09	266,68
Товарный газ	млн. м3	48,612	24,99	15,15	6,44	2,03	0,00	0,00
СУГ	тыс. тонн	80,359	13,55	11,09	8,92	7,82	7,12	6,17
Продажа продукции по направлениям								
Нефти								
на экспорт	тыс. тонн	699,736	115,84	94,75	74,56	66,49	60,18	53,41
на внутренний рынок	тыс. тонн	2 807,965	471,62	374,81	303,19	265,76	242,91	213,27
Товарного газа								
на внутренний рынок	млн.м3	48,612	24,99	15,15	6,44	2,03	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тыс. тонн	80,359	13,55	11,09	8,92	7,82	7,12	6,17
Цена реализации продукции								

Производственный доход	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефти								
на экспорт	тг/тонн	214 449,307	214 449,31	214 449,31	214 449,31	214 449,31	214 449,31	219 810,54
на внутренний рынок	тг/тонн	115 563,287	115 563,29	110 000,00	115 000,00	120 000,00	120 000,00	123 000,00
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	764,200	764,20	880,65	968,72	1 065,59	1 172,15	1 201,45
СУГ								
на внутренний рынок	тг/тонн	64 201,150	64 201,15	78 982,00	90 829,00	95 370,45	95 370,45	97 754,71
Производственная прибыль от реализации								
Нефти								
на экспорт	тг тыс	156 371 889,841	24 841 626,71	20 318 475,27	15 989 103,14	14 258 778,05	12 906 417,16	11 739 982,25
на внутренний рынок	тг тыс	343 707 682,676	54 502 080,28	41 229 240,56	34 866 450,39	31 891 427,95	29 148 960,49	26 232 138,65
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг тыс	40 842,174	19 098,89	13 344,49	6 235,65	2 163,15	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тг тыс	7 324 247,951	869 668,78	875 989,36	809 831,36	745 510,81	679 228,34	603 244,32
Итоговый производственный доход	тг тыс	507 444 662,642	80 232 474,66	62 437 049,68	51 671 620,54	46 897 879,95	42 734 605,99	38 575 365,22

Продолжение П.4.2.2

Производственный доход	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	11	12	13	14	15	16	17
Нефть	тыс.тонн	230,02	204,32	184,26	163,92	147,61	129,20	111,60
Товарный газ	млн. м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ	тыс. тонн	5,25	4,57	4,06	3,57	3,15	2,76	2,34
Продажа продукции по направлениям								
Нефти								
на экспорт	тыс. тонн	46,07	40,92	36,90	32,83	29,56	25,87	22,35
на внутренний рынок	тыс. тонн	183,95	163,40	147,36	131,09	118,05	103,32	89,25
Товарного газа								
на внутренний рынок	млн.м3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тыс. тонн	5,25	4,57	4,06	3,57	3,15	2,76	2,34
Цена реализации продукции								
Нефти								
на экспорт	тг/тонн	225 305,80	230 938,45	236 711,91	242 629,71	248 695,45	254 912,84	261 285,66
на внутренний рынок	тг/тонн	126 075,00	129 226,88	132 457,55	135 768,99	139 163,21	142 642,29	146 208,35
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг/тыс.м3	1 231,49	1 262,28	1 293,83	1 326,18	1 359,33	1 393,32	1 428,15
СУГ								
на внутренний рынок	тг/тонн	100 198,58	102 703,54	105 271,13	107 902,91	110 600,48	113 365,50	116 199,63
Производственная прибыль от реализации								
Нефти								
на экспорт	тг тыс	10 379 106,31	9 450 051,00	8 735 345,01	7 965 264,54	7 352 167,36	6 595 851,50	5 839 721,54
на внутренний рынок	тг тыс	23 191 360,10	21 115 453,39	19 518 494,72	17 797 805,76	16 427 884,59	14 737 951,68	13 048 434,14
Товарного газа								
на внутренний рынок	тг тыс	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СУГ								
на внутренний рынок	тг тыс	526 142,74	468 841,68	427 295,53	385 537,10	348 502,12	312 548,67	271 907,14
Итоговый производственный доход	тг тыс	34 096 609,15	31 034 346,06	28 681 135,25	26 148 607,39	24 128 554,07	21 646 351,85	19 160 062,82

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	5	6	7	8	9
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	42 583 182	3 192 174	3 359 722	3 405 893	3 567 786	3 789 214	3 903 558
Затраты на химреагенты	тыс.тг	15 986 713	1 053 187	1 140 634	1 183 374	1 256 669	1 344 393	1 396 150
Общепромысловые расходы	тыс.тг	9 498 658	768 054	801 275	820 565	867 047	893 222	892 076
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	3 161 177	236 119	256 303	262 474	277 342	285 714	285 348
Транспортные расходы	тыс.тг	13 365 047	1 019 971	1 168 527	1 196 659	1 264 444	1 302 616	1 300 946
Материальная помощь	тыс.тг	1 669 526	135 488	134 418	137 654	145 451	149 842	149 650
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	7 414 516	657 191	638 828	654 207	691 265	712 133	711 220
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	3 453 777	360 138	271 075	277 601	293 326	302 181	301 793
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	294 479	91 105	17 820	18 249	19 283	19 865	19 840
Проекты отвода земель	тыс.тг	29 655	2 991	2 336	2 393	2 528	2 604	2 601
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	108 103	8 027	8 769	8 980	9 489	9 775	9 763
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс.тг	5 998 324	282 939	532 057	544 866	575 730	593 110	592 350
Лабораторные исследования	тыс.тг	516 533	31 217	42 525	43 549	46 016	47 405	47 344
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	228 966	28 321	21 066	20 546	20 676	20 286	19 765
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	465 613	34 125	37 808	38 719	40 912	42 147	42 093
Обслуживание насосов	тыс.тг	532 560	36 112	43 500	44 548	47 071	48 492	48 430
Обслуживание УПГ	тыс.тг	4 240 669	616 910	528 548	448 111	413 857	396 955	354 087
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	50 424	3 746	4 090	4 189	4 426	4 559	4 554
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	590 229	43 843	47 876	49 029	51 806	53 370	53 302
Сертификация нефти	тыс.тг	48 309	3 588	3 919	4 013	4 240	4 368	4 363
Поверка и регулировка	тыс.тг	673 348	62 485	53 526	54 814	57 919	59 668	59 592
Содержание автодорог	тыс.тг	2 426 454	142 257	200 149	204 967	216 578	223 116	222 830
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	1 848 111	204 487	144 020	147 487	155 841	160 546	160 340
Материалы	тыс.тг	16 623 446	468 276	1 182 299	1 249 398	1 340 289	1 447 921	1 520 441
Командировочные расходы	тыс.тг	316 809	24 669	25 598	26 215	27 700	28 536	28 499
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	5 903 085	486 489	537 702	550 647	581 839	599 404	598 635
Расходы по страхованию	тыс.тг	4 067 954	338 311	326 804	334 671	353 629	364 305	363 838
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	79 506 103	28 628	24 383	24 970	26 384	27 181	27 146
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	2 292 002	376 254	278 905	284 774	337 094	318 951	308 122
Ликвидация скважин	тыс.тг	228 155 473	23 298	32 617	34 248	0	28 319	38 703
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	228 155 473	0	0	0	0	0	0
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	12 463 659	5 955 703	6 835 013	6 999 559	7 396 053	7 619 331	7 609 562
Затраты на обучение	тыс.тг	3 046 571	149 780	197 857	183 843	189 260	199 181	206 609
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	228 155 473,43	16 865 883,59	18 899 970,58	19 261 210,07	20 281 948,52	21 098 709,09	21 283 548,97
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	12 463 659,31	947 447,40	1 039 198,34	1 099 213,87	1 161 479,47	1 196 543,00	1 195 008,97
Налог на имущество	тыс.тг	3 046 570,81	355 756,01	347 070,64	335 978,22	327 269,62	314 964,74	286 798,91
Земельный налог	тыс.тг	234 158,56	14 269,34	14 982,81	15 731,95	16 518,55	17 344,48	17 778,09
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	565 008,29	44 508,62	45 607,93	46 705,90	49 351,58	50 841,44	50 776,26
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	352 384,14	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	22 259 289,93	3 480 541,30	3 086 894,51	2 680 667,14	2 259 275,67	2 176 760,90	1 799 970,34
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	328 259,96	4 443,84	44 466,69	40 803,35	37 383,70	33 961,42	30 162,22
Расходы на НИОКР	тыс.тг	2 314 235,33	190 058,99	179 811,22	183 842,74	189 259,69	199 180,64	206 609,03
Итого производственных затрат	тыс.тг	269 719 039,77	21 930 015,57	23 685 109,19	23 691 259,72	24 349 593,26	25 115 412,18	24 897 759,26
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	31 243 170,67	4 529 729,89	3 845 531,19	3 161 984,71	2 873 669,58	2 692 151,76	2 439 181,43
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	19 529 401,97	2 998 989,14	2 452 934,64	1 930 274,02	1 721 381,66	1 558 118,77	1 417 301,68
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	23 199 941,75	3 753 188,64	3 069 809,86	2 415 708,16	2 154 282,59	1 949 961,61	1 730 469,45
Итого расходы по реализации	тыс.тг	73 972 514,39	11 281 907,68	9 368 275,69	7 507 966,89	6 749 333,82	6 200 232,14	5 586 952,56
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг	56 059 468,48	4 496 823,83	4 986 065,07	5 121 943,50	5 412 078,91	5 575 462,42	5 568 314,39

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	34 529 962,36	2 666 491,99	3 094 216,23	3 168 706,62	3 348 199,81	3 449 277,54	3 444 855,39
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	5 054 419,21	397 498,35	438 258,25	464 652,44	490 972,94	505 794,77	505 146,31
Другие административные расходы	тыс.тг	16 475 086,92	1 432 833,49	1 453 590,59	1 488 584,44	1 572 906,15	1 620 390,11	1 618 312,69
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	4 945 145,50	628 233,48	563 562,07	467 545,95	454 377,15	433 116,64	420 023,59
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	2 255 045,61	377 668,95	301 871,78	242 846,59	213 599,66	194 853,09	171 443,72
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	2 690 099,89	250 564,53	261 690,29	224 699,36	240 777,49	238 263,56	248 579,87
Итого не производственные затраты	тыс.тг	134 977 128,37	16 406 964,99	14 917 902,83	13 097 456,34	12 615 789,88	12 208 811,20	11 575 290,54
Итого затраты	тыс.тг	404 696 168,14	38 336 980,56	38 603 012,02	36 788 716,05	36 965 383,14	37 324 223,38	36 473 049,80
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг	507 444 662,64	80 232 474,66	62 437 049,68	51 671 620,54	46 897 879,95	42 734 605,99	38 575 365,22
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	404 696 168,14	38 336 980,56	38 603 012,02	36 788 716,05	36 965 383,14	37 324 223,38	36 473 049,80
Операционный доход	тыс.тг	102 748 494,50	41 895 494,10	23 834 037,66	14 882 904,49	9 932 496,81	5 410 382,61	2 102 315,42
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	41 927 352,35	5 264 728,47	4 486 409,53	4 430 934,48	4 178 510,53	4 221 997,18	3 671 288,33
Балансовая прибыль	тыс.тг	60 821 142,15	36 630 765,63	19 347 628,13	10 451 970,01	5 753 986,27	1 188 385,43	-1 568 972,91
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	37 583 620,45	4 987 792,80	4 484 277,91	4 531 171,98	4 152 341,37	3 924 512,69	3 291 605,58
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	65 164 874,05	36 907 701,29	19 349 759,75	10 351 732,51	5 780 155,44	1 485 869,92	-1 189 290,16
Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	тыс.тг	73 875 218,91	36 907 701,29	19 349 759,75	10 351 732,51	5 780 155,44	1 485 869,92	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	14 674 547,09	7 326 153,13	3 869 525,63	2 090 394,00	1 150 797,25	237 677,09	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	46 146 595,05	29 304 612,50	15 478 102,50	8 361 576,01	4 603 189,02	950 708,35	-1 568 972,91
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 001 656,90	4 488 234,93	513 421,97	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	41 144 938,16	24 816 377,58	14 964 680,53	8 361 576,01	4 603 189,02	950 708,35	-1 568 972,91

Продолжение П.4.2.2

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	10	11	12	13	14	15	16
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗАТРАТЫ (Себестоимость продукции)								
Затраты на электроэнергию	тыс.тг	3 159 204	3 219 742	3 296 487	3 314 340	2 883 875	2 824 843	2 666 345
Затраты на химреагенты	тыс.тг	1 425 194	1 459 972	1 507 034	1 223 473	1 071 011	984 239	941 383
Общепромысловые расходы	тыс.тг	776 018	795 419	682 580	693 167	552 460	517 268	439 507
Услуги почты, связи и ИТ	тыс.тг	248 225	254 430	218 337	221 723	220 894	206 823	187 447
Транспортные расходы	тыс.тг	1 018 525	1 043 988	895 888	909 782	805 672	754 349	683 679
Материальная помощь	тыс.тг	130 181	133 435	114 506	116 282	115 847	108 467	98 306
Текущий ремонт оборудования	тыс.тг	556 822	570 743	489 777	497 373	495 514	412 399	327 043
Промыслово-геофизические работы	тыс.тг	262 531	269 094	230 920	234 501	233 625	218 742	198 250
Гидродинамические исследования скважин	тыс.тг	17 259	17 690	15 181	15 416	15 358	14 380	13 033
Проекты отвода земель	тыс.тг	2 263	2 319	1 990	2 021	2 014	1 885	1 709
Гидрогеологический мониторинг	тыс.тг	8 493	8 705	7 470	7 586	7 558	7 076	6 413
Научно-исследовательские и проектные работы+АН+Тех.схема	тыс.тг	515 286	528 168	453 242	460 271	366 841	300 538	252 927
Лабораторные исследования	тыс.тг	41 185	42 214	36 226	36 788	36 650	34 315	31 101
Очистка и реставрация НКТ	тыс.тг	16 775	16 775	14 044	13 914	13 524	12 353	10 923
Техобслуживание ВЛ- 6 кВ, 110 кВ	тыс.тг	36 617	37 532	32 208	32 707	32 585	30 509	27 651
Обслуживание насосов	тыс.тг	42 129	43 182	37 057	37 631	37 491	35 102	31 814
Обслуживание УПГ	тыс.тг	279 492	250 485	229 520	208 463	189 837	171 762	152 642
Диагностика магистрального трубопровода	тыс.тг	3 961	4 060	3 484	3 538	3 525	3 300	2 991
Тех.обслуживание Узла Учёта Нефти	тыс.тг	46 367	47 526	40 784	41 417	41 262	38 633	35 014
Сертификация нефти	тыс.тг	3 795	3 890	3 338	3 390	3 377	3 162	2 866
Поверка и регулировка	тыс.тг	51 839	53 135	45 597	46 304	46 131	43 192	39 146
Содержание автодорог	тыс.тг	193 840	198 686	170 500	173 145	172 498	161 509	146 378
Расходы по ТБ и ОС	тыс.тг	139 480	142 967	122 686	124 589	124 123	116 216	105 328
Материалы	тыс.тг	1 563 987	1 613 423	1 668 102	1 352 994	1 184 138	1 083 844	948 334
Командировочные расходы	тыс.тг	24 791	25 411	21 806	22 145	22 062	20 656	18 721
Прочие расходы на персонал	тыс.тг	520 753	427 018	366 441	372 124	324 391	282 032	255 610
Расходы по страхованию	тыс.тг	316 503	324 415	278 394	282 711	281 654	263 712	239 007
Текущий ремонт скважин	тыс.тг	23 614	24 205	20 771	21 093	21 014	19 676	17 832

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	10	11	12	13	14	15	16
Подземный ремонт скважин	тыс.тг	262 033	248 253	202 858	184 051	180 907	139 173	101 316
Ликвидация скважин	тыс.тг	39 670	60 993	62 518	85 441	87 577	112 208	126 515
ТРС на нагнетательных скважинах. Спуск компоновки ОРЗ	тыс.тг	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на ФОТ ПП	тыс.тг	6 619 568	6 785 057	5 822 526	5 507 755	4 852 723	3 813 151	3 690 101
Затраты на обучение	тыс.тг	208 422	180 214	183 198	168 064	159 558	141 369	124 647
Итого прямые производственные затраты	тыс.тг	18 554 821,85	18 833 147,65	17 275 469,50	16 414 198,68	14 585 695,96	12 876 889,25	11 923 979,71
Налоговые платежи от ФОТ ОПП (соц.налог)	тыс.тг	1 039 539,88	1 065 528,37	914 372,02	864 940,27	762 073,75	598 818,95	579 495,02
Налог на имущество	тыс.тг	242 482,82	204 449,56	172 469,14	145 526,38	122 798,05	103 608,50	87 398,23
Земельный налог	тыс.тг	18 222,54	18 678,10	19 145,06	19 623,68	20 114,27	20 617,13	21 132,56
Плата в фонд охраны природы	тыс.тг	44 170,33	45 274,59	38 851,92	39 454,48	39 306,99	36 803,06	33 355,19
Прочие налоги и фонды	тыс.тг	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47	27 106,47
НДПИ на добычу нефти	тыс.тг	1 578 576,27	1 073 279,00	985 404,86	913 533,36	827 490,46	734 149,03	662 747,08
НДПИ на добычу газа	тыс.тг	26 307,14	23 442,08	21 364,78	19 276,85	17 425,11	15 627,43	13 595,36
Расходы на НИОКР	тыс.тг	208 421,81	180 214,05	183 198,13	168 064,08	159 558,37	141 369,26	124 647,31
Итого производственных затрат	тыс.тг	21 739 649,12	21 471 119,88	19 637 381,88	18 611 724,26	16 561 569,43	14 554 989,08	13 473 456,94
Расходы по реализации готовой продукции и оказания услуг								
Расходы по погрузке, транспортировке и хранению	тыс.тг	2 156 436,26	1 963 409,18	1 814 916,83	1 654 919,48	1 527 538,09	1 370 400,58	1 213 301,69
Рентный налог на экспорт нефти	тыс.тг	1 253 010,82	1 140 851,23	1 054 568,81	961 601,35	1 129 654,40	1 013 447,09	897 268,36
Экспортная таможенная пошлина на нефть	тыс.тг	1 492 562,73	1 325 814,97	1 295 290,17	1 152 294,12	1 037 659,01	978 072,31	844 828,13
Итого расходы по реализации	тыс.тг	4 902 009,81	4 430 075,37	4 164 775,81	3 768 814,95	3 694 851,49	3 361 919,98	2 955 398,18
Общие и административные расходы								
Административные расходы	тыс.тг	4 843 884,02	4 425 774,19	3 732 036,90	3 786 076,33	2 959 737,56	2 812 256,91	2 339 014,46
Затраты на оплату труда АУП	тыс.тг	2 996 684,24	2 727 194,21	2 282 845,24	2 314 900,08	1 816 439,38	1 736 538,02	1 483 613,61
Налоговые платежи от ФОТ АУП	тыс.тг	439 427,44	399 909,99	334 751,60	339 452,05	266 358,83	254 642,26	217 553,96
Другие административные расходы	тыс.тг	1 407 772,34	1 298 669,98	1 114 440,05	1 131 724,19	876 939,35	821 076,63	637 846,90
Общехозяйственные расходы	тыс.тг	366 649,25	321 173,37	310 489,33	281 887,16	262 484,20	232 186,49	203 416,82
Отчисления в фонд ликвидации (резервный)	тыс.тг	147 873,46	131 353,17	118 457,51	105 380,17	94 896,50	83 058,07	71 742,95
Выделение средств на социальные проекты	тыс.тг	218 775,79	189 820,19	192 031,82	176 506,99	167 587,70	149 128,42	131 673,87
Итого не производственные затраты	тыс.тг	10 112 543,07	9 177 022,93	8 207 302,04	7 836 778,45	6 917 073,25	6 406 363,39	5 497 829,46
Итого затраты	тыс.тг	31 852 192,19	30 648 142,81	27 844 683,91	26 448 502,71	23 478 642,68	20 961 352,47	18 971 286,41
Доходы (убытки)								
Производственный доход	тыс.тг	34 096 609,15	31 034 346,06	28 681 135,25	26 148 607,39	24 128 554,07	21 646 351,85	19 160 062,82
Расходы на реализованную продукцию	тыс.тг	31 852 192,19	30 648 142,81	27 844 683,91	26 448 502,71	23 478 642,68	20 961 352,47	18 971 286,41
Операционный доход	тыс.тг	2 244 416,96	386 203,25	836 451,34	-299 895,31	649 911,38	684 999,38	188 776,42
Амортизационные отчисления, включаемые в с/с	тыс.тг	3 125 082,48	2 750 858,51	2 466 298,79	2 184 276,62	1 961 702,10	1 711 647,51	1 473 617,82
Балансовая прибыль	тыс.тг	-880 665,52	-2 364 655,26	-1 629 847,45	-2 484 171,93	-1 311 790,72	-1 026 648,13	-1 284 841,40
Амортизационные отчисления, относимые на вычеты	тыс.тг	2 756 047,64	2 315 053,61	1 949 002,74	1 643 364,69	1 387 080,17	1 171 526,39	989 842,87
Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	тыс.тг	-511 630,67	-1 928 850,36	-1 112 551,40	-1 943 260,01	-737 168,79	-486 527,01	-801 066,45
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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Чистая прибыль (дефицит) после уплаты налогов	тыс.тг	-880 665,52	-2 364 655,26	-1 629 847,45	-2 484 171,93	-1 311 790,72	-1 026 648,13	-1 284 841,40
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ЧИСТАЯ ПРИБЫЛЬ ПОСЛЕ ВСЕХ ВЫПЛАТ	тыс.тг	-880 665,52	-2 364 655,26	-1 629 847,45	-2 484 171,93	-1 311 790,72	-1 026 648,13	-1 284 841,40

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	5	6	7	8	9
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	507 444 662,64	80 232 474,66	62437049,68	51671620,54	46897879,95	42734605,99	38575365,22
Итого приток средств	тыс.тг	507 444 662,64	80232474,66	62437049,68	51671620,54	46897879,95	42734605,99	38575365,22
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	404 696 168,14	38 336 980,56	38603012,02	36788716,05	36965383,14	37324223,38	36473049,80
прямые затраты	тыс.тг	228 155 473,43	16865883,59	18899970,58	19261210,07	20281948,52	21098709,09	21283548,97
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	41 563 566,34	5064131,98	4785138,61	4430049,64	4067644,74	4016703,09	3614210,29
расходы периода	тыс.тг	134 977 128,37	16406964,99	14917902,83	13097456,34	12615789,88	12208811,20	11575290,54

Составляющие	Ед.изм	Итого за рентабельный период	2026	2027	2028	2029	2030	2031
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	19 297 062,60	5185557,51	3128463,47	4407997,12	3114369,83	3321833,54	138841,13
Бурение	тыс.тг	1 129 729,01	456953,75	17733,41	192252,94	188493,00	135454,77	138841,13
Обустройство	тыс.тг	18 167 333,59	4728603,76	3110730,05	4215744,19	2925876,82	3186378,77	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	14 674 547,09	7326153,13	3869525,63	2090394,00	1150797,25	237677,09	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	5 001 656,90	4488234,93	513421,97	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	443 669 434,73	55336926,12	46114423,08	43287107,18	41230550,22	40883734,01	36611890,94
Поток денежной наличности	тыс.тг	63 775 227,91	24 895 548,53	16 322 626,60	8 384 513,36	5 667 329,73	1 850 871,99	1 963 474,28
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	55 156 921,05	24895548,53	14724967,61	6823488,53	4160747,76	1225839,45	1173131,59
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	52 836 698,40	24895548,53	14193588,34	6339896,68	3726361,29	1058242,07	976193,73
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	50 495 858,40	24895548,53	13602188,83	5822578,72	3279704,70	892588,73	789076,28
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	63 775 227,91	24895548,53	41218175,13	49602688,49	55270018,22	57120890,20	59084364,49
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	55 156 921,05	24895548,53	39620516,14	46444004,68	50604752,44	51830591,89	53003723,48
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	52 836 698,40	24895548,53	39089136,88	45429033,56	49155394,85	50213636,91	51189830,65
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	50 495 858,40	24895548,53	38497737,36	44320316,09	47600020,79	48492609,52	49281685,79

Продолжение П.4.2.2

Составляющие	Ед.изм	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	2	11	12	13	14	15	16	17
Выручка от реализации (без НДС)	тыс.тг	34096609,15	31034346,06	28681135,25	26148607,39	24128554,07	21646351,85	19160062,82
Итого приток средств	тыс.тг	34096609,15	31034346,06	28681135,25	26148607,39	24128554,07	21646351,85	19160062,82
Эксплуатационные затраты (без амортизации)	тыс.тг	31852192,19	30648142,81	27844683,91	26448502,71	23478642,68	20961352,47	18971286,41
прямые затраты	тыс.тг	18554821,85	18833147,65	17275469,50	16414198,68	14585695,96	12876889,25	11923979,71
налоги и платежи, относимые на вычеты	тыс.тг	3184827,26	2637972,23	2361912,38	2197525,58	1975873,47	1678099,83	1549477,23
расходы периода	тыс.тг	10112543,07	9177022,93	8207302,04	7836778,45	6917073,25	6406363,39	5497829,46
Капитальные Вложения (без НДС)	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Бурение	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Обустройство	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Корпоративный подоходный налог	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налог на сверхприбыль	тыс.тг	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого отток средств	тыс.тг	31852192,19	30648142,81	27844683,91	26448502,71	23478642,68	20961352,47	18971286,41
Поток денежной наличности	тыс.тг	2 244 416,96	386 203,25	836 451,34	-299 895,31	649 911,38	684 999,38	188 776,42
Чистая приведенная стоимость:	тыс.тг							
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	1209732,52	187787,22	366906,24	-118672,04	232004,91	220595,94	54842,77
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	970323,39	145188,11	273437,43	-85248,96	160648,15	147235,98	35283,66
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	751650,70	107782,24	194531,85	-58121,72	104964,32	92192,69	21172,53
Накопленный поток денежной наличности								
при ставке дисконта в 0%	тыс.тг	61328781,45	61714984,70	62551436,04	62251540,73	62901452,11	63586451,49	63775227,91
при ставке дисконта КМГ (WACC) в 10,85%	тыс.тг	54213456,01	54401243,23	54768149,47	54649477,44	54881482,34	55102078,28	55156921,05
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг	52160154,04	52305342,14	52578779,57	52493530,61	52654178,76	52801414,74	52836698,40
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг	50033336,49	50141118,73	50335650,58	50277528,86	50382493,18	50474685,86	50495858,40

Т.П.4.1.1 – Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	115	0	224,3	0	0	1	1	0	37	37	20	5,6	69,6	128,9
2027	0	0	0	115	1	224,3	0	0	3	3	0	35	35	20	4,7	80,8	142,1
2028	0	0	0	115	0	224,3	0	0	2	2	0	33	33	20	4,0	81,6	135,3
2029	0	0	0	115	0	224,3	0	0	0	0	0	33	33	20	3,8	90,3	141,9
2030	0	0	0	115	0	224,3	0	0	3	1	2	32	32	18	3,6	94,1	156,8
2031	0	0	0	115	1	224,3	0	0	2	1	1	32	32	17	3,6	98,5	174,8
2032	0	0	0	115	0	224,3	0	0	0	0	0	32	32	17	3,4	102,5	187,2
2033	0	0	0	115	0	224,3	0	0	4	2	2	30	30	15	3,4	107,6	202,4
2034	0	0	0	115	0	224,3	0	0	2	1	1	29	29	14	3,4	112,4	221,7
2035	0	0	0	115	0	224,3	0	0	3	2	1	27	27	13	3,4	116,9	234,8
2036	0	0	0	115	0	224,3	0	0	3	1	2	26	26	11	3,5	121,2	260,1
2037	0	0	0	115	0	224,3	0	0	4	2	2	24	24	9	3,1	125,2	303,5
2038	0	0	0	115	0	224,3	0	0	3	2	1	22	22	8	2,9	128,7	336,6

Т.П.4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки I объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	72,6	1,4	11,9	4779,5	89,9	0,237	904,3	904,3	13913,1	13275,8	92,0	893,8	8325,1	100,0	54,8	2,876	224,192
2027	58,0	1,1	10,8	4837,5	91,0	0,240	1006,0	1006,0	14919,1	14281,8	94,2	985,4	9310,5	100,0	57,6	2,298	226,490
2028	47,2	0,9	9,9	4884,7	91,9	0,242	961,1	961,1	15880,2	15242,9	95,1	938,2	10248,8	100,0	59,9	1,871	228,361
2029	42,3	0,8	9,8	4927,0	92,7	0,244	1010,9	1010,9	16891,1	16253,7	95,8	983,9	11232,7	100,0	62,1	1,678	230,039
2030	40,7	0,8	10,5	4967,8	93,4	0,246	1059,6	1059,6	17950,7	17313,3	96,2	1029,9	12262,6	100,0	64,1	1,615	231,654
2031	40,0	0,8	11,5	5007,7	94,2	0,248	1090,7	1090,7	19041,4	18404,0	96,3	1059,4	13322,1	100,0	66,0	1,584	233,238
2032	37,4	0,7	12,1	5045,2	94,9	0,250	1137,9	1137,9	20179,3	19541,9	96,7	1103,6	14425,6	100,0	67,8	1,484	234,722
2033	36,8	0,7	13,6	5082,0	95,6	0,252	1154,5	1154,5	21333,8	20696,4	96,8	1119,2	15544,9	100,0	69,4	1,460	236,182
2034	35,2	0,7	15,0	5117,2	96,3	0,253	1148,5	1148,5	22482,3	21844,9	96,9	1112,9	16657,8	100,0	70,8	1,394	237,576
2035	32,7	0,6	16,4	5149,9	96,9	0,255	1133,1	1133,1	23615,4	22978,1	97,1	1097,2	17754,9	100,0	72,1	1,296	238,872
2036	31,9	0,6	19,2	5181,8	97,5	0,257	1112,7	1112,7	24728,2	24090,8	97,1	1077,3	18832,3	100,0	73,3	1,265	240,137
2037	26,8	0,5	19,9	5208,6	98,0	0,258	1082,9	1082,9	25811,1	25173,7	97,5	1046,8	19879,0	100,0	74,3	1,062	241,199
2038	23,1	0,4	21,4	5231,7	98,4	0,259	1024,1	1024,1	26835,2	26197,8	97,7	989,1	20868,2	100,0	75,2	0,916	242,115

Т.П.4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	14	14	3	13,3	131,5	245,5
2027	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	13	13	3	9,0	136,2	240,5
2028	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	12	12	3	7,5	141,1	229,0
2029	0	0	0	27	1	52,7	0	0	1	1	0	12	12	3	6,3	141,4	218,9
2030	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	12	12	3	5,4	141,2	218,9
2031	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	12	12	3	4,7	146,4	226,2
2032	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	12	12	3	4,2	151,8	234,1
2033	0	0	0	27	0	52,7	0	0	0	0	0	12	12	3	3,9	157,5	242,4
2034	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	11	11	3	3,7	162,8	239,4
2035	0	0	0	27	0	52,7	0	0	1	1	0	10	10	3	3,7	167,8	225,1
2036	0	0	0	27	0	52,7	0	0	2	1	1	9	9	2	3,7	172,8	254,2
2037	0	0	0	27	0	52,7	0	0	2	2	0	7	7	2	3,9	176,7	269,8
2038	0	0	0	27	0	52,7	0	0	3	2	1	5	5	1	4,2	177,9	276,2

Т.П.4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки II объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	64,8	1,8	14,3	3225,2	89,2	0,350	638,5	638,5	7987,7	6734,3	89,9	255,4	2446,0	40,0	26,6	4,901	267,533
2027	42,2	1,2	10,9	3267,4	90,4	0,355	636,4	636,4	8624,1	7370,6	93,4	250,1	2696,1	40,0	27,5	3,194	270,727
2028	32,6	0,9	9,4	3300,0	91,3	0,359	610,1	610,1	9234,2	7980,7	94,7	238,3	2934,3	40,0	28,2	2,467	273,194
2029	26,3	0,7	8,4	3326,2	92,0	0,361	585,7	585,7	9820,0	8566,5	95,5	227,7	3162,1	40,0	28,8	1,986	275,179
2030	22,6	0,6	7,8	3348,8	92,7	0,364	587,6	587,6	10407,6	9154,1	96,2	227,7	3389,8	40,0	29,4	1,707	276,886
2031	19,6	0,5	7,4	3368,4	93,2	0,366	609,3	609,3	11016,9	9763,4	96,8	235,3	3625,1	40,0	29,9	1,480	278,366
2032	17,5	0,5	7,1	3385,9	93,7	0,368	631,8	631,8	11648,7	10395,2	97,2	243,5	3868,6	40,0	30,4	1,324	279,690
2033	16,2	0,4	7,1	3402,1	94,1	0,370	655,2	655,2	12304,0	11050,5	97,5	252,1	4120,7	40,0	30,8	1,223	280,913
2034	14,8	0,4	7,0	3416,8	94,5	0,371	647,8	647,8	12951,8	11698,3	97,7	249,0	4369,7	40,0	31,2	1,116	282,029
2035	13,3	0,4	6,7	3430,1	94,9	0,373	609,5	609,5	13561,2	12307,8	97,8	234,2	4603,9	40,0	31,6	1,005	283,034
2036	12,2	0,3	6,7	3442,3	95,3	0,374	567,7	567,7	14128,9	12875,5	97,8	218,1	4822,0	40,0	31,9	0,925	283,959
2037	10,8	0,3	6,3	3453,1	95,6	0,375	487,0	487,0	14615,9	13362,4	97,8	187,1	5009,1	40,0	32,1	0,814	284,773
2038	8,6	0,2	5,4	3461,7	95,8	0,376	367,0	367,0	14982,9	13729,4	97,6	141,1	5150,2	40,0	32,3	0,653	285,426

Т.П.4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	86	167,7	0	0	0	0	0	36	36	13	27,9	241,9	823,4
2027	0	0	0	86	167,7	0	0	0	0	0	36	36	13	23,8	255,6	856,3
2028	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	35	35	13	19,5	270,1	878,0
2029	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	34	34	13	17,5	285,8	895,8
2030	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	33	33	13	16,2	303,0	917,0
2031	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	32	32	13	14,4	321,2	936,9
2032	0	0	0	86	167,7	0	0	2	2	0	30	30	13	13,0	340,0	940,4
2033	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	29	29	13	11,8	359,5	943,3
2034	0	0	0	86	167,7	0	0	1	1	0	28	28	13	10,9	380,1	960,6
2035	0	0	0	86	167,7	0	0	2	2	0	26	26	13	10,2	402,1	959,2
2036	0	0	0	86	167,7	0	0	2	2	0	24	24	13	9,8	425,4	937,9
2037	0	0	0	86	167,7	0	0	2	2	0	22	22	13	9,4	450,3	911,7
2038	0	0	0	86	167,7	0	0	4	3	1	19	19	12	9,3	477,0	894,7

Т.П.4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки III объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	348,8	0,8	14,9	39358,5	95,2	0,790	3020,2	3020,2	56786,3	19405,5	88,5	3711,8	71522,8	120,0	87,4	51,135	6488,799
2027	297,4	0,7	14,9	39655,9	95,9	0,796	3191,0	3191,0	59977,3	22596,5	90,7	3860,0	75382,9	120,0	88,6	43,603	6532,402
2028	239,6	0,6	14,1	39895,5	96,5	0,801	3322,1	3322,1	63299,4	25918,6	92,8	3957,9	79340,8	120,0	89,8	35,125	6567,527
2029	209,1	0,5	14,4	40104,6	97,0	0,805	3416,4	3416,4	66715,8	29335,0	93,9	4038,0	83378,8	120,0	90,9	30,659	6598,185
2030	188,2	0,5	15,1	40292,8	97,4	0,809	3517,2	3517,2	70233,0	32852,2	94,6	4133,6	87512,4	120,0	92,0	27,598	6625,783
2031	162,6	0,4	15,4	40455,5	97,8	0,812	3616,3	3616,3	73849,4	36468,5	95,5	4223,4	91735,8	120,0	93,0	23,844	6649,627
2032	139,5	0,3	15,6	40595,0	98,2	0,815	3648,1	3648,1	77497,4	40116,6	96,2	4239,2	95974,9	120,0	93,9	20,455	6670,082
2033	120,9	0,3	16,0	40715,9	98,5	0,818	3674,0	3674,0	81171,4	43790,6	96,7	4252,3	100227,2	120,0	94,8	17,725	6687,807
2034	107,9	0,3	17,0	40823,7	98,7	0,820	3753,0	3753,0	84924,4	47543,6	97,1	4330,2	104557,4	120,0	95,6	15,814	6703,621
2035	95,8	0,2	18,2	40919,5	99,0	0,822	3756,8	3756,8	88681,2	51300,4	97,5	4323,9	108881,3	120,0	96,4	14,039	6717,660
2036	84,5	0,2	19,6	41004,0	99,2	0,823	3680,2	3680,2	92361,3	54980,5	97,7	4227,7	113109,0	120,0	97,1	12,383	6730,042
2037	75,2	0,2	21,7	41079,1	99,3	0,825	3582,9	3582,9	95944,3	58563,4	97,9	4109,9	117218,8	120,0	97,7	11,020	6741,062
2038	65,7	0,2	24,3	41144,9	99,5	0,826	3377,6	3377,6	99321,9	61941,1	98,1	3869,9	121088,7	120,0	98,3	9,638	6750,700

Т.П.4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин IV объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	25	25	8	8,7	41,4	61,3
2027	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	24	24	8	5,8	40,7	57,2
2028	0	0	0	55	2	107,3	0	0	2	2	0	24	24	8	4,5	39,4	53,3
2029	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	23	23	8	4,2	38,0	50,4
2030	0	0	0	55	0	107,3	0	0	0	0	0	23	23	8	3,7	37,6	48,5
2031	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	22	22	8	3,2	37,1	46,6
2032	0	0	0	55	0	107,3	0	0	2	2	0	20	20	8	2,8	36,6	42,6
2033	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	19	19	8	2,5	36,0	38,9
2034	0	0	0	55	0	107,3	0	0	2	2	0	17	17	8	2,4	35,5	35,2
2035	0	0	0	55	0	107,3	0	0	2	2	0	15	15	8	2,2	34,7	30,6
2036	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	14	14	8	2,0	34,1	27,2
2037	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	13	13	8	1,9	33,5	24,8
2038	0	0	0	55	0	107,3	0	0	1	1	0	12	12	8	1,8	32,8	22,5

Т.П.4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки IV объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	75,6	4,5	10,1	1009,8	60,0	0,110	358,4	358,4	2350,1	2329,3	78,9	170,1	726,2	45,0	26,6	5,236	90,334
2027	49,2	2,9	7,3	1059,0	62,9	0,115	345,7	345,7	2695,8	2675,0	85,8	158,8	885,0	45,0	28,7	3,410	93,745
2028	37,1	2,2	5,9	1096,1	65,1	0,119	326,5	326,5	3022,3	3001,6	88,6	147,8	1032,8	45,0	30,2	2,569	96,314
2029	34,0	2,0	5,8	1130,2	67,1	0,123	309,1	309,1	3331,4	3310,7	89,0	139,7	1172,5	45,0	31,5	2,358	98,672
2030	29,3	1,7	5,3	1159,4	68,9	0,126	299,6	299,6	3631,0	3610,3	90,2	134,6	1307,1	45,0	32,5	2,026	100,697
2031	25,3	1,5	4,8	1184,7	70,4	0,129	289,4	289,4	3920,4	3899,7	91,3	129,3	1436,4	45,0	33,3	1,750	102,447
2032	20,1	1,2	4,0	1204,8	71,6	0,131	265,8	265,8	4186,2	4165,5	92,4	118,1	1554,5	45,0	34,0	1,392	103,839
2033	17,2	1,0	3,6	1222,0	72,6	0,133	243,4	243,4	4429,6	4408,8	92,9	107,8	1662,4	45,0	34,5	1,190	105,029
2034	15,0	0,9	3,3	1237,0	73,5	0,135	220,6	220,6	4650,2	4629,5	93,2	97,7	1760,0	45,0	35,0	1,040	106,069
2035	12,1	0,7	2,7	1249,1	74,2	0,136	192,1	192,1	4842,3	4821,6	93,7	84,8	1844,8	45,0	35,3	0,841	106,910
2036	10,2	0,6	2,3	1259,3	74,8	0,137	171,0	171,0	5013,3	4992,6	94,1	75,3	1920,2	45,0	35,6	0,703	107,613
2037	8,8	0,5	2,1	1268,1	75,3	0,138	156,4	156,4	5169,7	5148,9	94,4	68,8	1989,0	45,0	35,9	0,608	108,221
2038	7,7	0,5	1,8	1275,7	75,8	0,139	142,1	142,1	5311,7	5291,0	94,6	62,4	2051,4	45,0	36,1	0,530	108,752

Т.П.4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин V объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	0	0	0	17	0	33,2	0	0	1	1	0	8	8	2	11,2	143,0	389,4
2027	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	8,6	167,8	517,2
2028	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	8,0	166,1	511,0
2029	0	0	0	17	1	33,2	0	0	0	0	0	9	9	2	6,7	167,3	525,4
2030	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	9	9	2	5,4	157,6	540,1
2031	0	0	0	17	0	33,2	0	0	1	1	0	8	8	2	4,5	163,3	539,0
2032	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	3,9	157,1	475,4
2033	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	3,4	155,6	470,0
2034	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	3,0	159,5	480,9
2035	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	2,7	163,5	492,2
2036	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	8	8	2	2,4	167,7	503,9
2037	0	0	0	17	0	33,2	0	0	1	1	0	7	7	2	2,3	171,1	494,8
2038	0	0	0	17	0	33,2	0	0	0	0	0	7	7	2	2,1	173,1	454,5

Т.П.4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки V объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	26,4	1,8	13,0	1277,2	87,9	0,422	336,8	336,8	3780,0	3241,2	92,2	270,0	2799,6	80,0	63,0	3,294	137,180
2027	23,3	1,6	13,2	1300,4	89,5	0,430	455,7	455,7	4235,7	3696,9	94,9	358,7	3158,3	80,0	64,5	2,900	140,080
2028	21,7	1,5	14,2	1322,1	91,0	0,437	451,2	451,2	4686,9	4148,1	95,2	354,4	3512,7	80,0	65,8	2,704	142,784
2029	18,7	1,3	14,2	1340,8	92,2	0,443	466,4	466,4	5153,3	4614,5	96,0	364,4	3877,1	80,0	66,9	2,329	145,113
2030	16,5	1,1	14,6	1357,3	93,4	0,449	481,4	481,4	5634,6	5095,9	96,6	374,6	4251,6	80,0	67,9	2,054	147,166
2031	13,2	0,9	13,7	1370,5	94,3	0,453	482,7	482,7	6117,3	5578,6	97,3	373,8	4625,4	80,0	68,7	1,643	148,809
2032	10,5	0,7	12,6	1381,0	95,0	0,457	426,5	426,5	6543,9	6005,1	97,5	329,7	4955,1	80,0	69,4	1,305	150,114
2033	9,2	0,6	12,7	1390,1	95,6	0,460	422,5	422,5	6966,4	6427,7	97,8	325,9	5281,0	80,0	70,0	1,144	151,258
2034	8,1	0,6	12,9	1398,3	96,2	0,462	433,2	433,2	7399,6	6860,8	98,1	333,5	5614,5	80,0	70,5	1,015	152,273
2035	7,3	0,5	13,3	1405,6	96,7	0,465	444,1	444,1	7843,7	7304,9	98,4	341,3	5955,8	80,0	71,0	0,912	153,185
2036	6,7	0,5	13,9	1412,3	97,2	0,467	455,3	455,3	8299,0	7760,3	98,5	349,5	6305,3	80,0	71,4	0,829	154,014
2037	5,9	0,4	14,3	1418,2	97,6	0,469	447,5	447,5	8746,5	8207,7	98,7	343,1	6648,4	80,0	71,8	0,735	154,749
2038	5,0	0,3	14,1	1423,1	97,9	0,470	411,4	411,4	9157,9	8619,1	98,8	315,2	6963,7	80,0	72,2	0,622	155,371

Т.П.4.1.11 – Характеристика основного фонда скважин VI объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости
2029	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	0	0	1	1	0	9,0	24,0
2030	0	0	0	0	1	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	7,9	21,2
2031	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	6,7	19,6
2032	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	5,6	19,6
2033	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	4,6	19,6
2034	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	3,8	19,6
2035	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	3,1	19,6
2036	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	2,6	19,6
2037	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	2,1	19,6
2038	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	2	2	0	1,8	19,6

Т.П.4.1.12 – Характеристика основных показателей разработки VI объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2029	1,5	3,9	5,2	10,8	28,7	0,098	3,9	3,9	3,9	3,9	62,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,229	1,671
2030	4,0	10,7	15,0	14,9	39,4	0,135	10,8	10,8	14,8	14,8	62,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,625	2,296
2031	4,7	12,4	20,5	19,5	51,8	0,178	13,6	13,6	28,4	28,4	65,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,722	3,018
2032	3,9	10,2	21,2	23,4	62,0	0,213	13,6	13,6	41,9	41,9	71,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,596	3,614
2033	3,2	8,4	22,3	26,6	70,5	0,242	13,6	13,6	55,5	55,5	76,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,492	4,107
2034	2,6	7,0	23,6	29,2	77,5	0,265	13,6	13,6	69,1	69,1	80,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,406	4,513
2035	2,2	5,8	25,5	31,4	83,2	0,285	13,6	13,6	82,7	82,7	84,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,335	4,848
2036	1,8	4,7	28,3	33,2	88,0	0,301	13,6	13,6	96,3	96,3	86,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,277	5,125
2037	1,5	3,9	32,6	34,6	91,9	0,315	13,6	13,6	109,9	109,9	89,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,228	5,353
2038	1,2	3,2	39,9	35,9	95,1	0,326	13,6	13,6	123,5	123,5	91,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,189	5,542

Т.П.4.1.13 – Характеристика основного фонда скважин VII объекта. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Перевод под закачку, 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	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизи-рованных		нефти	жидкости
2029	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	8,1	15,2
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	6,5	15,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	5,2	15,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	15,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,4	15,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,7	15,2
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,2	15,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,8	15,2
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,4	15,2
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	15,2

Т.П.4.1.14 – Характеристика основных показателей разработки VII объекта. 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2029	0,7	3,5	3,5	0,7	3,5	0,004	1,4	1,4	2,8	2,8	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,111	0,111
2030	2,1	10,1	10,4	2,9	13,6	0,017	5,0	5,0	7,8	7,8	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,321	0,432
2031	1,7	8,1	9,4	4,6	21,7	0,027	5,0	5,0	12,8	12,8	65,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,259	0,691
2032	1,4	6,5	8,4	6,0	28,2	0,035	5,0	5,0	17,8	17,8	72,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,209	0,899
2033	1,1	5,3	7,4	7,1	33,5	0,041	5,0	5,0	22,7	22,7	77,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,168	1,067
2034	0,9	4,3	6,4	8,0	37,8	0,046	5,0	5,0	27,7	27,7	81,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,136	1,203
2035	0,7	3,4	5,5	8,7	41,2	0,050	5,0	5,0	32,7	32,7	85,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,109	1,312
2036	0,6	2,8	4,7	9,3	44,0	0,054	5,0	5,0	37,7	37,7	88,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,088	1,400
2037	0,5	2,2	4,0	9,8	46,2	0,057	5,0	5,0	42,7	42,7	90,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,071	1,471
2038	0,4	1,8	3,3	10,2	48,0	0,059	5,0	5,0	47,7	47,7	92,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,057	1,528

Т.П.4.1.15 – Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, 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 одной скважины, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных	всего	механизированных		нефти	жидкости	
2026	1	1	0	208	0	585,0	0	0	3	3	0	120	120	46	14,2	127,2	332,3
2027	0	0	0	208	0	585,0	0	0	4	4	0	116	116	46	11,5	138,1	351,9
2028	0	0	0	208	0	585,0	0	0	4	4	0	112	112	46	9,6	143,9	353,4
2029	0	0	0	208	1	585,0	0	0	0	0	0	113	113	46	8,6	150,6	360,7
2030	0	0	0	208	0	585,0	0	0	3	1	2	112	112	44	7,8	153,3	378,6
2031	0	0	0	208	0	585,0	0	0	4	3	1	109	109	43	7,0	159,6	399,4
2032	0	0	0	208	0	585,0	0	0	4	4	0	105	105	43	6,2	165,7	404,7
2033	0	0	0	208	0	585,0	0	0	6	4	2	101	101	41	5,7	173,3	416,5
2034	0	0	0	208	0	585,0	0	0	6	5	1	96	96	40	5,4	182,8	436,3
2035	0	0	0	208	0	585,0	0	0	8	7	1	89	89	39	5,1	192,7	444,3
2036	0	0	0	208	0	585,0	0	0	8	5	3	84	84	36	4,9	201,0	458,4
2037	0	0	0	208	0	585,0	0	0	10	8	2	76	76	34	4,7	208,7	475,0
2038	0	0	0	208	0	585,0	0	0	11	8	3	68	68	31	4,5	215,1	478,4

Т.П.4.1.16 – Характеристика основных показателей разработки в целом 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		Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м³		Компенсация отборов закачкой, %	Накопленная компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мехспособом	всего	мехспособом		годовая	накопленная			годовая	накопленная
2026	588,2	1,1	13,4	49659,5	92,9	0,542	5258,2	5258,2	84818,6	44987,4	88,8	5301,1	85819,7	99,7	79,4	67,442	7209,480
2027	470,1	0,9	12,3	50129,6	93,7	0,547	5634,8	5634,8	90453,4	50622,2	91,7	5613,1	91432,7	100,0	80,4	55,404	7264,885
2028	378,2	0,7	11,3	50507,8	94,4	0,551	5671,0	5671,0	96124,4	56293,3	93,3	5636,7	97069,4	100,8	81,4	44,736	7309,621
2029	332,7	0,6	11,2	50840,4	95,1	0,554	5793,9	5793,9	101918,3	62087,2	94,3	5753,7	102823,2	101,2	82,3	39,349	7348,969
2030	303,5	0,6	11,5	51143,9	95,6	0,558	5961,1	5961,1	107879,5	68048,3	94,9	5900,4	108723,6	101,3	83,1	35,945	7384,914
2031	267,0	0,5	11,4	51410,9	96,1	0,561	6107,0	6107,0	113986,5	74155,3	95,6	6021,2	114744,8	101,3	83,9	31,281	7416,195
2032	230,3	0,4	11,2	51641,2	96,6	0,563	6128,7	6128,7	120115,2	80284,1	96,2	6034,0	120778,8	101,5	84,6	26,765	7442,960
2033	204,6	0,4	11,2	51845,7	97,0	0,565	6168,2	6168,2	126283,4	86452,3	96,7	6057,4	126836,2	101,5	85,3	23,402	7466,363
2034	184,5	0,3	11,3	52030,2	97,3	0,567	6221,7	6221,7	132505,1	92674,0	97,0	6123,2	132959,4	101,9	85,9	20,921	7487,283
2035	164,1	0,3	11,4	52194,3	97,6	0,569	6154,2	6154,2	138659,3	98828,2	97,3	6081,4	139040,8	102,5	86,6	18,538	7505,821
2036	147,8	0,3	11,5	52342,1	97,9	0,571	6005,4	6005,4	144664,8	104833,6	97,5	5947,9	144988,7	102,8	87,1	16,470	7522,291
2037	129,4	0,2	11,4	52471,5	98,1	0,572	5775,2	5775,2	150440,0	110608,9	97,8	5755,7	150744,4	103,6	87,7	14,538	7536,829
2038	111,7	0,2	11,1	52583,2	98,3	0,573	5340,8	5340,8	155780,8	115949,6	97,9	5377,8	156122,2	104,8	88,2	12,605	7549,434