

«Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-зерттеу
мен жобалау институты» АҚ



АО «Научно-исследовательский и
проектный институт нефти и газа»

АО «НИПИнефтегаз»



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Светланд-Ойл»

Ж.А. Абілкарес

2023 г.

ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОКТЯБРЬСКОЕ

по состоянию на 01.05.2023 г.

Договор № 140 от 23.05.2023 г.

От АО «НИПИнефтегаз»:

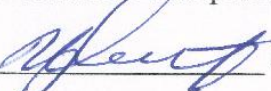
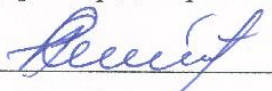
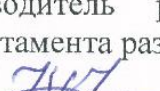
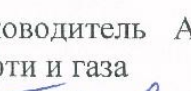
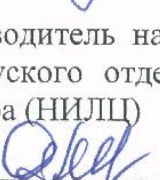
Генеральный директор,
канд. экон. наук



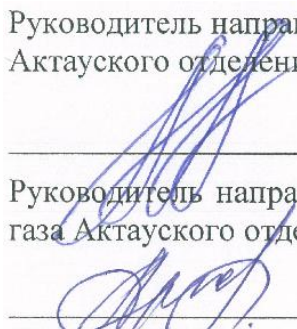
И.О. Герштанский

Актау/Уральск, 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заместитель генерального директора по разработке месторождений нефти и газа	 Л.В. Пуписова	Общее рук-во
Заместитель генерального директора по геологии нефти и газа	 В.Э. Шефер	Общее рук-во
Заместитель генерального директора по бурению	 Г.А. Белоножкин	Общее рук-во
Заместитель генерального директора по производству и добыче	 С.Н. Избасаров	Общее рук-во
Директор департамента разработки месторождений нефти и газа	 О.Ф. Асташкова	Общее рук-во
Директор департамента геологии нефти и газа	 О.М. Курбанова	Общее рук-во
Директор департамента охраны недр и окружающей среды	 Л.У. Ешбаева	Общее рук-во
Директор департамента добычи нефти и газа	 Н.К. Шыныбаев	Общее рук-во
Директор департамента контрактов и юридического сопровождения	 М.А. Шагырбаева	Общее рук-во
Директор научно-исследовательского лабораторного центра (НИЛЦ)	 С.В. Лозовая	Общее рук-во
Руководитель работы, руководитель Уральского отделения департамента разработки МНИГ	 С.В. Ключин	Общее рук-во, р. 3, 4, 8
Руководитель Алматинского отделения департамента геологии нефти и газа	 Е.А. Кисляков	п. 2.1, 2.2, 2.5, р. 11, граф. прил. 1-12
Руководитель направления исследования пластовой нефти и газа Актауского отделения научно-исследовательского лабораторного центра (НИЛЦ)	 Л.Л. Алькина	п. 2.3

Руководитель направления гидрогеологических исследований
Актауского отделения департамента геологоразведочных работ

 М.А. Афанасьева

п.п. 2.3.5

Руководитель направления техники и технологии добычи нефти и
газа Актауского отделения департамента добычи нефти и газа

 Л.Д. Арыстанбекова

п. 6.1

Руководитель направления нефтеотдачи пластов, интенсификации
добычи нефти и борьбы с осложнениями и поддержания пластового
давления Актауского отделения департамента добычи нефти и газа

 Ж.К. Бутантаева

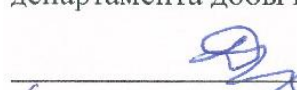
п. 6.2, 6.5

Ведущий специалист направления исследования пластовой нефти и
газа Актауского отделения научно-исследовательского
лабораторного центра (НИЛЦ)

 О.В. Кармаза

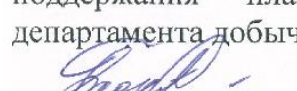
п.п. 2.3.1- 2.3.4,
9.1.2

Ведущий специалист отдела технологического моделирования
нефтяной и газовой промышленности Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

 Д.В. Бабаев

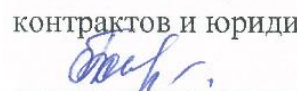
п. 3.5, 6.3, 6.4

Ведущий специалист направления нефтеотдачи пластов,
интенсификации добычи нефти и борьбы с осложнениями и
поддержания пластового давления Актауского отделения
департамента добычи нефти и газа

 А.Ш. Дузенова

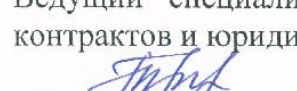
п. 6.2, 6.5

Главный специалист отдела оценки инвестиций департамента
контрактов и юридического сопровождения

 Е.С. Пичикьян

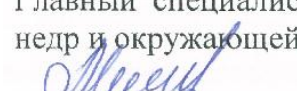
п. 3.5, 4.2,
р. 5, 12

Ведущий специалист отдела оценки инвестиций департамента
контрактов и юридического сопровождения

 Ф.Д. Турнияз

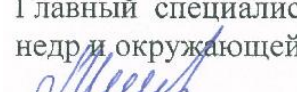
п. 3.5, 4.2,
р. 5, 12

Главный специалист Уральского отделения департамента охраны
недр и окружающей среды

 В.В. Целпанова

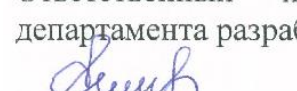
р. 10

Главный специалист Актауского отделения департамента охраны
недр и окружающей среды

 Г.А. Мендигазиева

р. 10

Ответственный исполнитель, ГИП Уральского отделения
департамента разработки месторождений нефти и газа

 А.Т. Имангазиева

р. 3, 4, 8,
п.п. 9.1.1

Ведущий специалист направления техники и технологии эксплуатации и капитального ремонта скважин Актауского отделения департамента добычи нефти и газа

п.6.1,
п.п. 9.1.4

 Б.Р. Джаков

Ведущий специалист направления нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и борьбы с осложнениями и поддержания пластового давления Актауского отделения департамента добычи нефти и газа

п. 6.2, 6.5

 А.Ш. Дузенова

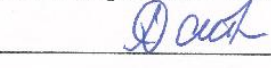
Старший научный сотрудник Атырауского отделения департамента добычи нефти и газа

п. 3.5, 6.3, 6.4

 Е.У. Нургалиева

Старший научный сотрудник направления гидрогеологических исследований Актауского отделения департамента геологоразведочных работ

п.п. 2.3.5

 Л.Х. Райкулова

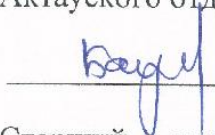
Старший специалист Актауского отделения департамента бурения

р. 7

 А.Ю. Кулиева

Старший специалист направления промысловой геофизики Актауского отделения департамента геологии нефти и газа

п. 2.2,
п.п. 9.1.3

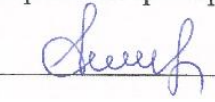
 Г.Б. Бауыржанова

Старший специалист Уральского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа

п. 3.2, граф.
прил. 13-16

 А.С. Чебаков

Нормоконтролёр

 А.Т. Имангазиева

«23» мамыр 2023 ж. № <u>140</u> Шартқа №1 Қосымша	Приложение №1 к договору № <u>140</u> от «23» мая 2023 г.
---	---

Жоспардың бөлімі: «01.05.2023ж. жағдайы бойынша Октябрьское кен орнын игеру жобасы және жобаға БІӨЕ».

Раздел плана: «Проект разработки месторождения Октябрьское» по состоянию на 01.05.2023 г. и ОВВ к проекту разработки месторождения Октябрьское».

Пайдалы қазбалар: Мұнай
Полезные ископаемые: Нефть

Нысанның атауы: Октябрь кен орны
Наименование объекта: месторождение Октябрьское

Нысанның орналасқан жері: Атырау облысы, Қазақстан Республикасы.

Местонахождение объекта: Атырауская область, Республика Казахстан.

ТЕХНИКАЛЫҚ ТАПСЫРМА

«01.05.2023 ж. зерделенген жағдай бойынша Октябрь кен орнын игеру жобасын және жобаға БІӨЕ» дайындауға

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на составление «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию изученности на 01.05.2023 г. и ОВВ к проекту разработки месторождения Октябрьское».

1. Тапсырыс беруші /	«Светланд-Ойл» ЖШС. Жер қойнауын пайдалану және көмірсутек шикізатын өндіру құқығына арналған 25.12.2020 ж. № 4882 келісімшарт
1. Заказчик /	ТОО «Светланд-Ойл». Контракт на право пользования недрами и добычу углеводородного сырья № 4882 от 25.12.2020г.
2. Объектінің атауы /	Атырау облысы, Құрманғазы ауданы, "Октябрьское" кен орны
2. Наименование объекта /	Атырауская область, Курмангазинский район, Месторождение «Октябрьское»
3. Жұмысты орындау үшін негіз /	- Қазіргі уақытта Октябрьское кен орны ҚР ИДМ Геология және жер қойнауын пайдалану комитеті бекіткен "Октябрьское кен орнын игеруді талдау" жобасына (15.12.2022 ж. №04-0/11119-вн хат) Пайдалы қазбаларды барлау және игеру жөніндегі орталық комиссияның ұсынымы негізінде (24.11.2022 ж. №34/11 хаттама). - "Қазақстан Республикасы Атырау облысы Октябрьское кен орнының мұнай және еріген газ қорларын қайта есептеу" есебі орындалады, оның негізінде кен орнын игеру бойынша жаңа жобалау құжатын жасау қажет.
3. Основание для выполнения работы /	- В настоящее время месторождение Октябрьское разрабатывается согласно проекту «Анализа разработки месторождения Октябрьское» утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо №04-0/11119-вн от 15.12.2022г) на основании рекомендации Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых (протокол №34/11 от 24.11.2022г.); - Выполняется отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан», на основе которого необходимо составить новый проектный документ по разработке месторождения.
4. Жобалық жұмысқа қойылатын талаптар:	Есеп қолданыстағыларға сәйкес орындалады: - Экологиялық кодекс (01.05.2023 ж. жағдай бойынша өзгертулер мен толықтырулармен); - Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы Кодекс

4. Требования к проектной Работе:	- "Жер қойнауын ұтымды және кешенді пайдалану жөніндегі бірыңғай ережелер". Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің 2018 жылғы 15 маусымдағы № 239 бұйрығы. Қазақстан Республикасының Әділет министрлігінде 2018 жылғы 28 маусымда № 17131 болып тіркелген. - "Мұнай және мұнай-газ кен орындарын игеру жобаларын жасау жөніндегі әдістемелік нұсқаулар" Қазақстан Республикасы Энергетика министрінің м.а. 24 тамыз 2018ж. №329 Бұйрығы. Отчет выполняется согласно действующим: - Экологический кодекс (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.); - Кодекс о недрах и недропользования - «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр». Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 28 июня 2018 года № 17131. - «Методические указания по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» Приказ и.о.министра энергетики Республики Казахстан №329 от 24.августа 2018года.
5. Жұмысты орындау кезінде пайдаланылатын негізгі құжаттар мен материалдар	- Қазақстан Республикасы Атырау облысы Октябрьское кен орны бойынша мұнай және газ қорларын қайта есептеу " (2019ж); - Октябрь кен орнын игеру жобасы (2020ж); - Октябрьское кен орнын игеру жобасының іске асырылуын авторлық қадағалау (2021 ж); - Игеру тарихының деректері, ұңғымаларды пайдалану карточкалары, технологиялық режимдер; - ұңғымалар қорының перфорациясы тарихының деректері; - ГАЗ интерпретациялау нәтижелері (ашық оқпан бойынша Ұңғымаларды геофизикалық зерттеу); - кәсіпшілік-геофизикалық, гидродинамикалық, химиялық-физикалық және өндіруші ұңғымаларға т. б. зерттеулердің деректері, бар және жобалық Ұңғымаларды орналастыру схемалары; - Октябрьское кен орнын жайластыру жобасы, 2010ж; - Шарт бойынша шешілетін міндеттер шеңберінде Орындаушының сұрауы бойынша бастапқы ақпарат тізіміне сәйкес ақпарат. - Октябрь кен орнының барлық аумағында МОГТ 3Д сейсмикасын жүргізу - 2021 жылы Октябрь кен орнында орындалған МОГТ 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарының деректерін өңдеу және түсіндіру нәтижелері туралы есеп. - Октябрьское кен орнын игеруді талдау (2022ж); - Октябрьское кен орны бойынша мұнай және газ қорларын қайта есептеу 02.01.2023 ж. жағдай бойынша (2023 ж.). (аяқталу сатысында); 5. Основные документы и материалы используемые при выполнении работы -Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан» (2019г); -Проект разработки месторождения Октябрьское (2020г); -Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Октябрьское (2021г); -Данные истории разработки, эксплуатационные карточки скважин, технологические режимы; - данные истории перфорации фонда скважин; -результаты интерпретации ГИС (геофизические исследования скважин по открытому стволу); -данные промыслово-геофизических, гидродинамических, химико-физических и пр. исследований добывающим скважинам, схемы размещения существующих и проектных скважин; - Проект обустройства месторождения Октябрьское, 2010г; -Информация, согласно списку исходной информации по запросу Исполнителя в рамках решаемых задач по договору. -Проведение МОГТ 3Д сейсмики на территории всего месторождения

	Октябрьское -Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных на месторождении Октябрьское в 2021 г. - Анализ разработки месторождения Октябрьское (2022г); -Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2023г» (2023г). (на стадии завершения);
6. Жұмыс көлемі:	РЕФЕРАТ Кіріспе 1.КЕН ОРНЫ ТУРАЛЫ ЖАЛПЫ МӘЛІМЕТТЕР 2.КЕН ОРНЫНЫҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-ФИЗИКАЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ 2.1. Геологиялық құрылымның сипаттамасы 2.1.1. Мұнай айналымы 2.2. Өнімді қабаттардың (горизонттардың) қалыңдығына, коллекторлық қасиеттеріне және олардың гетерогенділігіне сипаттама 2.3. Мұнай, газ және судың қасиеттері мен құрамы 2.4. Физика-гидродинамикалық сипаттамалары 2.5. Мұнай және газ қорлары 3. ӘЗІРЛЕУДІ ЖОБАЛАУ ҮШІН ГЕОЛОГИЯЛЫҚ-КӘСІПТІК ЖӘНЕ ТЕХНИКАЛЫҚ-ЭКОНОМИКАЛЫҚ НЕГІЗДЕРДІ ДАЙЫНДАУ 3.1. Ұңғымалар мен қабаттарды гидродинамикалық зерттеу нәтижелерін талдау, олардың өнімділігінің сипаттамасы 3.2. Мұнай өндіруді арттыру әдістерін әзірлеудің ағымдағы жай-күйін және қолдану тиімділігін талдау 3.2.1. Ұңғымалар қорының құрылымын, ағымдағы дебиттерді және әзірлеудің технологиялық көрсеткіштерін талдау 3.2.2. Қабаттардан мұнай қорларын өндіруді талдау 3.2.3. Іске асырылатын даму жүйесінің тиімділігін талдау 3.3. Қабаттардың қабылданған геологиялық-физикалық модельдерін негіздеу 3.3.1. Әзірлеудің технологиялық көрсеткіштерін есептеу үшін қабылданған қабат-коллекторлардың есептік геологиялық-физикалық модельдерін негіздеу 3.3.2. Даму тарихына сәйкес есептеу модельдерінің параметрлерін анықтау 3.4. Пайдалану объектілерін бөлудің негіздемесі және әзірлеудің есептік нұсқаларын таңдау 3.4.1. Әзірлеу объектілерін бөлу негіздемесі 3.4.2. Жобалық даму нұсқаларының негіздемесі және олардың бастапқы сипаттамалары 3.4.3. Қабатқа әсер ету үшін жұмыс агенттерінің негіздемесі 3.4.4. Әзірлеудің технологиялық көрсеткіштерін болжаудың қабылданған әдістемесін негіздеу 3.4.5. Резервтік ұңғымалардың санын ауыстыру процесімен камтудың негіздемесі 3.5. Экономикалық көрсеткіштерді есептеу үшін қабылданған күрделі салымдар мен пайдалану шығындарының нормативтерін негіздеу 4. ӘЗІРЛЕУ НҰСҚАЛАРЫНЫҢ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ТЕХНИКАЛЫҚ-ЭКОНОМИКАЛЫҚ КӨРСЕТКІШТЕРІ 4.1. Даму нұсқаларының технологиялық көрсеткіштері 4.2. Даму нұсқаларының экономикалық көрсеткіштері 4.3. Жер қойнауынан мұнай алудың есептік коэффициенттерін талдау 5. ЖОБАЛЫҚ ШЕШІМДЕРДІ ТЕХНИКАЛЫҚ-ЭКОНОМИКАЛЫҚ ТАЛДАУ 5.1. Әзірлеу нұсқаларын техникалық-экономикалық талдау, бекітуге ұсынылатын нұсқаны таңдаудың негіздемесі 6. МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ӨНДІРУ ТЕХНИКАСЫ МЕН ТЕХНОЛОГИЯСЫ 6.1. Ұңғымаларды, сағалық және ұңғымаішілік Жабдықтарды

6. Объем работ:	пайдаланудың ұсынылатын тәсілдерін таңдаудың негіздемесі. Ұңғымаларды пайдалану көрсеткіштерінің сипаттамасы 6.2. Ұңғымалар мен кәсіпшілік объектілерін пайдалану кезіндегі асқынулардың алдын алу және оған қарсы күрес жөніндегі іс-шаралар 6.3. Ұңғымалар өнімдерін кәсіпшілік дайындау жүйесіне қойылатын талаптар мен ұсынымдар 6.4. Газды қайта өңдеу (кәдеге жарату) жөніндегі бағдарламаны әзірлеуге ұсынымдар 6.5. ППД жүйесіне, қолданылатын агенттің сапасына ұсыныстар 6.6. Мұнай өндіруді арттыру әдістерін қолдану кезінде жұмыс агенттерін дайындау және қабатқа айдау технологиясы мен техникасына ұсынымдар 6.7. Табиғи газды өндіру техникасы мен технологиясы 7. ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ КОНСТРУКЦИЯЛАРЫНА ЖӘНЕ БҰРҒЫЛАУ ЖҰМЫСТАРЫН ЖҮРГІЗУГЕ, ҚАБАТТАРДЫ АШУ ЖӘНЕ ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ИГЕРУ ӘДІСТЕРІНЕ ҰСЫНЫМДАР 7.1. Ұңғымалардың конструкцияларына және бұрғылау жұмыстарын өндіруге арналған ұсыныстар 7.2. Өнімді қабаттарды ашу және ұңғымаларды игеру әдістеріне ұсыныстар 8.МҰНАЙ, ГАЗ ӨНДІРУ ЖОСПАРЫНЫҢ ЖОБАСЫН ЖӘНЕ БҰРҒЫЛАУ ЖҰМЫСТАРЫНЫҢ КӨЛЕМІН НЕГІЗДЕУ 9.ҰҢҒЫМАЛАР МЕН ҰҢҒЫМАЛЫҚ ЖАБДЫҚТАРДЫҢ ҚАБАТТАРЫН ӘЗІРЛЕУДІ, ЖАЙ-КҮЙІН ЖӘНЕ ПАЙДАЛАНЫЛУЫН БАҚЫЛАУ 10.ЖЕР ҚОЙНАУЫН ЖӘНЕ ҚОРШАҒАН ОРТАНЫ ҚОРҒАУ 11.КЕН ОРНЫН ЖЕТЕ БАРЛАУ ЖӨНІНДЕГІ ІС-ШАРАЛАР 12.ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯЛАР МЕН ТЕХНИКАЛЫҚ ШЕШІМДЕРДІ ТӘЖІРИБЕЛІК-ӨНЕРКӘСІПТІК СЫНАУ 13.ЖЕР ҚОЙНАУЫН ПАЙДАЛАНУ САЛДАРЫН ЖОЮДЫ ҚАМТАМАСЫЗ ЕТУ СОМАСЫНЫҢ МӨЛШЕРІН ЕСЕПТЕУ Әдебиеттер тізімі Кестелік қосымшалар ЫӘЕ әзірлеу / РЕФЕРАТ Введение 1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ 2.ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ 2.1. Характеристика геологического строения 2.1.1. Нефтеносность 2.2. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности 2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды 2.4. Физико-гидродинамические характеристики 2.5. Запасы нефти и газа 3.ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ 3.1. Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности 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 3.2.2. Анализ выработки запасов нефти из пластов 3.2.3. Анализ эффективности реализуемой системы разработки 3.3. Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов 3.3.1. Обоснование расчетных геолого-физических моделей пластов-коллекторов, принятых для расчета технологических показателей
-----------------	--

	разработки 3.3.2. Идентификация параметров расчетных моделей по данным истории разработки 3.4. Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки 3.4.1. Обоснование выделения объектов разработки 3.4.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики 3.4.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт 3.4.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки 3.4.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин 3.5. Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчетов экономических показателей 4.ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ 4.1. Технологические показатели вариантов разработки 4.2. Экономические показатели вариантов разработки 4.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр 5.ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ 5.1. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта 6.ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА 6.1. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин 6.2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов 6.3. Требования и рекомендации к системе сбора промысловой подготовки продукции скважин 6.4. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа 6.5. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента 6.6. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения 6.7. Техника и технология добычи природного газа 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 7.2. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин 8.ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ 9.КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 10.ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 11.МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ 12.ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ 13.РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ Список литературы Табличные приложения Разработка проекта ОВВ
--	---

7. Есептің графикалық бөлігі мынадай материалдармен ұсынылуы тиіс: 7. Графическая часть отчета должна быть представлена следующими материалами:	• Негізгі бағыттар бойынша геологиялық профильдер; • Бұрғыланған жаңа ұңғымалар мен өңдеу, 3Д түсіндіру негізінде өнімді горизонттардың нақты құрылымдық карталары; • Өнімді горизонттар бойынша тиімді мұнайға қаныққан қалыңдық карталары; • Өнімді горизонттар бойынша изобар картасы; • Өнімді горизонттар бойынша жинақталған және ағымдағы іріктеу картасы; • Пайдалану объектілері бойынша және жалпы кен орны бойынша бұрғыланған және жобалық ұңғымалардың орналасу схемалары. • Геологические профили по основным направлениям; • Уточненные структурные карты продуктивных горизонтов на основе пробуренных новых скважин и обработки, интерпретации 3Д; • Карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин по продуктивным горизонтам; • Карта изобар по продуктивным горизонтам; • Карта накопленных и текущих отборов по продуктивным горизонтам; • Схемы расположения пробуренных и проектных скважин по объектам эксплуатации и по месторождению в целом.
8. Жеткізушіге қойылатын жалпы талаптар:	1. Тау-кен (пайдалы қазбаларды барлау, өндіру), мұнай-химия өндірістерін жобалауға (технологиялық) және (немесе) пайдалануға, Мұнай және газ саласындағы магистральдық газ құбырларын, мұнай құбырларын, мұнай өнімдері құбырларын пайдалануға қызмет түрімен айналысуға 1-санаттағы мемлекеттік лицензияның болуы. (түпнұсқаның сканерленген көшірмесін қоса беру) 2. Бірлескен орындаушыларды немесе қосалқы орындаушы ұйымдарды араластырмауына кепілдік хаттың болуы. (түпнұсқаның сканерленген көшірмесін қоса беру) 3. Жұмыстарды орындау үшін білікті кадрлардың болуы: 4. Әлеуетті қызметтер берушіде: геологтар, әзірлеушілер, экономистер мамандарының болуы – кемінде 7 адам (дипломдардың немесе сертификаттардың немесе оқыту куәліктерінің, сондай-ақ әлеуетті қызметтер беруші қызметкерлерінің кәсіби біліктілігін растайтын кандидаттан төмен емес ғылыми дәрежесінің электрондық көшірмесі). 5. Осы конкурс бойынша қызмет көрсету үшін мамандандырылған бағдарламалық қамтылымдардың болуын растау (Petrel, Exlipse, IP, Techlog немесе кез келген басқа ұқсас бағдарламалық қамтылым) (сатып алуға арналған шарттардың көшірмелерін қоса беру). Персонал осы бағдарламалық өнімде кемінде 1 адам оқытылуы тиіс (біліктілікті тиісті сертификатпен немесе дипломмен сканерленген көшірмемен растау) 6. Күрделі салымдарды дұрыс бағалау үшін бағдарламалық қамтамасыз етудің болуы, оның көмегімен кен орнының барлық жерүсті бөлігі – жинау жүйесі, кәсіпшілік ішіндегі көлік, мұнай мен газды дайындау объектілері модельденеді (сатып алуға арналған шарттардың көшірмелері қоса берілсін). 7. СМЖ сертификаттарының болуын растау: ISO 9001:2015 сапа менеджменті жүйесі, ISO 14001:2015 экологиялық менеджмент жүйесі, ISO 45001: 2018 Кәсіби қауіпсіздік және денсаулық менеджменті жүйесі (растайтын құжаттарды қоса беру); 8. МЕМСТ ИСО / МЭК 17025-2009 талаптарына сәйкестікке аккредиттелген өзінің аккредиттеу саласындағы жұмыс түрлерін (топыраққа, мұнайға, газға, суға және Кернге зерттеулер жүргізу) көрсете отырып, зертхананың аккредиттеу аттестатының көшірмесін қоса беру. 9. Орындаушы ашық конкурс кезеңінде конкурстық құжаттаманың №2 қосымшаның Күнтізбелік жоспарында белгіленген әрбір кезеңде

8. Общие требования к поставщику:	жұмыстарды орындау мерзімдерін сақтау туралы кепілдігі бар хатты ұсынады. Жоғарыда аталған талаптардың барлығын түпнұсқаның сканерленген цифрлық көшірмесімен немесе нотариалды куәландырылған көшірмесімен растаңыз. 1. Наличие государственной лицензии 1 категории на занятие видом деятельности на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа. (приложить сканированную копию оригинала) 2. Наличие гарантийного письма о не привлечении соисполнителей или субподрядных организаций. (приложить сканированную копию оригинала) 3. Наличие квалифицированных кадров для выполнения работ (приложить список сотрудников) 4. Наличие у потенциального поставщика услуг специалистов: геологи, разработчики, экономисты – не менее 7 человек (Электронная копия дипломов или сертификатов, или свидетельств обучения, а так же ученой степени не ниже кандидата, подтверждающих профессиональную квалификацию работников потенциального поставщика). 5. Подтвердить наличие специализированных программных обеспечений для оказания услуг по данному конкурсу (типа Petrel, Exlirce, IP, Techlog, либо любое другое аналогичное программное обеспечение) (приложить копии договоров на приобретение). Персонал должен быть обучен на данном программном продукте в количестве не менее 1 человек (подтвердить квалификацию сканированной копией соответствующим сертификатом или дипломом) 6. Наличие программного обеспечения для достоверной оценки капитальных вложений, с помощью которого моделируется вся наземная часть месторождения – система сбора, внутрипромысловый транспорт, объекты подготовки нефти и газа (приложить копии договоров на приобретение). 7. Подтвердить наличие сертификатов СМК: система менеджмента качества ISO 9001:2015, система экологического менеджмента ISO 14001:2015, система менеджмента профессиональной безопасности и здоровья ISO 45001:2018 (приложить подтверждающие документы); 8. Наличие собственной аккредитованной на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 лаборатории, с указанием видов работ в области аккредитации (проведение исследований грунтов, нефти, газа, воды и керн), приложить копию аттестата аккредитации лаборатории. 9. Исполнитель на этапе конкурса предоставляет в конкурсной документации письмо с гарантией о соблюдении сроков выполнения работ в каждом из этапов установленных Календарным планом в Приложении №2 к конкурсной документации. Подтвердить все вышеперечисленные требования сканированной цифровой копией оригинала либо нотариально заверенной копией.
9. Құжатты келісу және бекіту:	• Жобаны Тапсырыс берушімен келісу. Орындаушы алдын ала нәтижелерді Тапсырыс берушімен келісу кезінде туындауы мүмкін барлық ескертулерді жоюға міндеттенеді. • ҚР қолданыстағы заңнамасына сәйкес уәкілетті мемлекеттік органдарда БІӨЕ жобасына сараптама жүргізу; • ҚР ЭМ Орталық Комитетіне тәуелсіз сарапшы тағайындауға тапсыру; • Жобаны ҚР ЭМ барлау және әзірлеу жөніндегі орталық комиссиясының (ҚР ЭМ ЦКРР) тәуелсіз сарапшысымен келісу;

/ 9. Согласование и утверждение документа:	• ҚР ЭМ ЦКРР отырысында жобаны қорғау. • Қоғамдық тыңдауларды ашық жиналыстар немесе жария талқылаулар арқылы өткізу, қоғамдық тыңдауларды ұйымдастыру және өткізу қажет болған кезде-қоғамдық тыңдауларды өткізу орны мен күнін келісу, залды жалға алу, БАҚ – та жариялау және т. б. - Тапсырыс берушінің құзыретінде, орындаушы тарапынан-техникалық сүйемелдеу (консультациялық қызметтер көрсету, презентация дайындау, қоғамдық тыңдаулар хаттамасының жобасын дайындау). • Согласование Проекта с Заказчиком. Исполнитель обязуется устранить все замечания, которые могут возникнуть при согласовании предварительных результатов с Заказчиком. • Проведение экспертизы Проекта ОВВ в уполномоченных государственных органах, согласно действующему законодательству РК; • Сдача в ЦКРР МЭ РК на назначение независимого эксперта; • Согласование проекта с независимым экспертом Центральной Комиссии по Разведке и Разработке МЭ РК (ЦКРР МЭ РК). • Защита проекта на заседании ЦКРР МЭ РК. • При необходимости проведения общественных слушаний посредством открытых собраний или публичных обсуждений, организацией и проведением общественных слушаний - согласование места и даты проведения общественных слушаний, аренда зала, публикация в СМИ и т.д. – в компетенции Заказчика, со стороны исполнителя - техническое сопровождение (оказание консультационных услуг, подготовка презентации, подготовка проекта протокола общественных слушаний).
10. Есеп даналарының саны: / 10. Количество экземпляров отчета:	Қатты түптелген қағаз тасығыштардағы және электрондық нұсқадағы барлық графикалық қосымшалары бар жобаның үш данасын Тапсырыс берушіге беру. Есепке Орындаушының ФТК, "Светланд-Ойл" ЖШС-не ҚР ЭМ БИОК сарапшысының қорытындысын қарау хаттамалары қоса берілісін. Передача Заказчику по три экземпляра проекта со всеми графическими приложениями на бумажных носителях в жестком переплете и в электронной версии. К отчету приложить протоколы рассмотрения отчета на НТС исполнителя, ТОО «Светланд-Ойл» заключение эксперта ЦКРР МЭ РК.
11. Жұмыстарды орындау мерзімдері: / 11. Сроки выполнения работ:	Шартқа қол қойылған күннен бастап 01.10.2023 жылға дейін (ОАК-да келісу мен қорғауды ескере отырып). / С даты подписания Договора до 01.10.2023г. (с учетом согласования и защиты на ЦКРР.)

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ/ЗАКАЗЧИК:

ЖШС/ТОО «Светланд Ойл»

Бас директор/Генеральный директор

м.о./млп



Абілкарес Ж. А

ОРЫНДАУШЫ/ИСПОЛНИТЕЛЬ:

«Мұнайгаз-ГЗЖИ» АҚ /АО «НИПИнефтегаз»

Бас директор/Генеральный директор

м.о./млп



Герштанский И.О.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ.....	15
РЕФЕРАТ	16
ВВЕДЕНИЕ.....	17
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	21
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
2.1 Характеристика геологического строения.....	23
2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	43
2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды	51
2.4 Физико-гидродинамические характеристики по керну	74
2.5 Запасы нефти и газа	83
3 ПОДГОТОВКА ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ	101
3.1 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности	101
3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения	107
3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов, обводнённости и приёмистости скважин	107
3.2.2 Динамика технологических показателей разработки.....	115
3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки	122
3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей	128
3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов.....	129
3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	132
3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов	137
3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	139
3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки	139
3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	141
3.4.3 Обоснование расчётных агентов для воздействия на пласт	144
3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки	145
3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин.....	146
3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки.....	150
4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ	156
4.1 Технологические показатели вариантов разработки.....	156
4.2 Экономические показатели вариантов разработки	163
4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр.....	196
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	197
5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки	197
5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров.....	201
6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.....	202

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин	202
6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов	209
6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	215
6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	219
6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	220
7 РЕКОМЕНДАЦИИ К КОНСТРУКЦИЯМ СКВАЖИН И ПРОИЗВОДСТВУ БУРОВЫХ РАБОТ, МЕТОДАМ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	223
7.1 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	223
7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	226
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ	230
9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	234
10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	250
11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	284
12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ	286
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	289
ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	292

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

№ прил.	Название приложения	№ листа	Масштаб	Гриф секретности
1 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Структурная карта по отражающему горизонту NC-1 (кровля неокомских песчаников).	1	1:5 000	н/с
2 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Структурная карта по отражающему горизонту К-1 (кровля келловейских песчаников).	1	1:5 000	н/с
3 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Структурная карта по отражающему горизонту К-3 (кровля келловейских песчаников).	1	1:5 000	-«»-
4 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Геологические профили по линиям I-I и II-II.	1	1:5 000	-«»-
5 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Схема обоснования ГНК, ГВК и ВНК по меловым продуктивным горизонтам.	1	1:5 000	-«»-
6 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Схема обоснования ГНК, ГВК и ВНК по юрским продуктивным горизонтам.	1	1:5 000	-«»-
7 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Профильные разрезы по линиям I-I, II-II и III-III.	1	1:5 000	-«»-
8 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Аптский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта эффективных газонефтенасыщенных толщин.	1	1:5 000	-«»-
9 Лист 1	Месторождение Октябрьское. I Неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.	1	1:5 000	-«»-
10 Лист 1	Месторождение Октябрьское. II Неокомский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.	1	1:5 000	-«»-
11 Лист 1	Месторождение Октябрьское. I Келловейский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карты эффективных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин.	1	1:5 000	-«»-
12 Лист 1	Месторождение Октябрьское. II Келловейский продуктивный горизонт. Структурная карта по кровле коллектора. Карта нефтенасыщенных толщин.	1	1:5 000	-«»-
13 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Карта текущих и накопленных отборов по состоянию на 01.05.2023 г. Объект I	1	1:5 000	-«»-
14 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Карта текущих и накопленных отборов по состоянию на 01.05.2023 г. Объект II	1	1:5 000	-«»-
15 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по I объекту разработки. 1, 2, 3 вариант.	1	1:5 000	-«»-
16 Лист 1	Месторождение Октябрьское. Схема расположения проектных и пробуренных скважин по II объекту разработки. 1-2, 3 вариант.	1	1:5 000	-«»-

РЕФЕРАТ

Отчет состоит из 2-х томов. Том I – текст и табличные приложения, Том II – папка с графическими приложениями. Текст Тома I содержит 309 страниц, в т.ч. 66 рисунков, 98 таблиц. Том II (папка) содержит 16 графических приложений.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ГАЗ, ЗАЛЕЖЬ, ГОРИЗОНТ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ, ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, РАЗРАБОТКА, ДОБЫЧА, ДОБЫВАЮЩАЯ И НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ, ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ, БУРЕНИЕ СКВАЖИН, ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ДОРАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.

Объект исследования – нефтяные объекты месторождения Октябрьское.

Цель работы - обоснование рациональной системы промышленной разработки нефтяных залежей месторождения Октябрьское с учетом новых геолого-промысловых данных, полученных за период реализации действующего в настоящее время Проекта разработки [3], пересчитанных геологических и извлекаемых запасов углеводородов месторождения [2], а также анализа текущего (на 01.05.2023 г.) состояния разработки.

В Проекте разработки приведены имеющиеся на 01.05.2023 г. сведения о геологическом строении залежей, геолого-физических характеристиках продуктивных пластов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа.

Выполнены анализ текущего состояния разработки и оценка соответствия фактических показателей проектным по объектам разработки и в целом по месторождению.

Проведен применяемой системы контроля за процессом разработки, энергетического состояния залежей и технического состояния фонда добывающих и нагнетательных скважин. Проведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

Область применения - промысел месторождения Октябрьское, контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл».

ВВЕДЕНИЕ

Недропользователем месторождения Октябрьское является ТОО «Светланд-Ойл», имеющее Государственную Лицензию №291 от 27.03.1996 г. серии МГ и Контракт №82 от 05.12.1997 г. с Компетентным органом (Агентством РК по инвестициям) на проведение добычи углеводородного сырья сроком на 25 лет.

В соответствии с пунктом 10 статьи 120 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» было проведено продление Контракта № 4882-УВС МЭ на добычу углеводородов на месторождении Октябрьское, в Курмангазинском районе Атырауской области Республики Казахстан 25 декабря 2020 г. Срок действия Контракта продлен на 5 лет и истекает 27 марта 2026 г.

Месторождение Октябрьское открыто в 1970 г. Первые притоки нефти и газа в скважинах 2, 6 были получены из келловейских отложений средней юры. Промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями мела и средней юры.

В 1975 г. был составлен оперативный подсчет запасов нефти и газа. Подсчитанные по категории C_1 геологические/извлекаемые запасы нефти 635/317 тыс.т, газа 24,3 млн.м³ по I келловейскому горизонту в связи с ограниченными запасами и удаленностью от разрабатываемых месторождений были отнесены к забалансовым (Протокол ЦКЗ МинГеоСССР от 26 марта 1975 г).

В 1991 г. ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» составлена «Технологическая схема разработки месторождения Октябрьское». Рассматривались два варианта разработки. К реализации был принят II вариант разработки с приконтурным заводнением.

Месторождение вступило в разработку в 1992 г. на основании проекта «Технологическая схема разработки месторождения Октябрьское».

В 1993 г. была составлена «Дополнительная записка к технологической схеме разработки месторождения Октябрьское», в связи с отставанием темпа разбуривания и освоения системы разработки в процессе реализации проекта, в которой был рассмотрен дополнительный третий вариант разработки.

В 1996 г. запасы нефти и газа по категории C_1 по I келловейскому горизонту месторождения Октябрьское в количестве 635 тыс.т., в том числе извлекаемых 317 тыс.т. нефти и газа 24,3 млн.м³, отнесенные ранее к забалансовым, были переведены в балансовые. (Протоколом ГКЗ РК №90-ПЗ от 10 апреля 1996 г.).

В 2004 г. выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское» (протокол ГКЗ № 325-04-У от 12.07.2004 г.).

На основе данного Подсчета в 2006 г. составлена «Уточненная технологическая схема разработки...», утвержденная ЦКРР РК (протокол №40 от 17.11.2006 г.), в рамках которого на месторождении было выделено 2 объекта разработки:

- I объект (возвратный) – неокомский горизонт;
- II объект – I-II келловейские горизонты.

По утвержденному 2 варианту разработка II объекта планировалась с ППД путем закачки воды (с 2010 г.) и вводом из бурения 6 проектных добывающих скважин. I объект предлагалось разрабатывать на естественном режиме истощения скважиной 3, вводимой из консервации, и скважиной 104 после выработки извлекаемых запасов II объекта. Фактически закачка воды с целью ППД на II объекте разработки началась с 2014 г. переводом одной скважиной (106) в нагнетательный фонд.

В 2009 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Октябрьское», где были уточнены показатели разработки на 2009 - 2012 гг.

В 2012 г. составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2012 г.», утвержденный Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК протоколом №418 от 18.07.2012 г., где были утверждены технологические показатели на период 2012 - 2014 гг.

В 2015 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 02.01.2015 г. (Протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015 г.).

В 2015 г. составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское», утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования Протоколом №27-5-122-И от 19.01.2016 г., в рамках которого были утверждены уточненные показатели на 2015 - 2017 гг.

В протоколе ЦКРР РК №66/40 от 21.12.2015 г. к данному Анализу разработки было рекомендовано составление нового проектного документа. Однако по причине высокой выработанности извлекаемых запасов в целом по месторождению, в особенности по II объекту разработки (84,6%), которая указывает на неоцененность запасов нефти, составление нового полноценного проектного документа на тот момент не представлялось возможным.

В 2016 г. выполнен «Проект горного отвода месторождения Октябрьское» с целью изменения контура и глубины Горного отвода. Согласно данному отчету, на основании решения Компетентного органа Министерства энергетики Республики Казахстан (Протокол № 10/МЭ РК от 24 июня 2016 года), РЦГИ «Казгеоинформ» выдал ТОО «Светланд-Ойл»

расширенный горный отвод с площадью 0,62 км². При этом глубина горного отвода изменена до минус 1040 м.

Согласно письму №08-03/6671 от 14.03.2016 г. расширение Горного отвода проводилось в соответствии с пунктом 4 статьи 70 Закона «О недрах и недропользовании», где расширение не должно превышать по размерам пятидесяти процентов от контрактной территории недропользователя.

В 2017 г. выполнен прирост запасов нефти и газа за счет расширения горного отвода, согласно выполненного отчета «Перераспределение запасов нефти и газа месторождение Октябрьское в пределах горного отвода № 261 Д-УВС от 16.11.2016 года» (Протокол №1809-17-У). На основе чего был составлен «Анализ разработки месторождения Октябрьское» по состоянию на 01.06.2017 г., рассмотренный и утверждённый ЦКРР РК (протокол №87/25 от 28.07.2017 г.), в котором были уточнены технологические показатели на 2017 - 2019 гг.

Согласно данного Анализа пробурили 2 скважины: оценочная (111), на новой приращенной территории с целью подтверждения запасов нефти на отложениях неокомского (I и II-неоком) и келловейского (I и II-келловей) горизонтов, оцененных по категории С₂, и эксплуатационная (116), вскрывшая отложения средней юры.

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2019 г.» (Протокол ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019г.).

«Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г. », являющийся в настоящее время действующим проектным документом по разработке месторождения Октябрьское составлен в 2019 году и утвержден ЦКРР РК в июне 2020 г. (протокол № 1/2 от 24.06.2020г.).

В рамках Проекта выделено 2 объекта разработки: I объект (возвратный) - неокомский горизонт; II объект - I-II келловейские горизонты.

По рекомендуемому 2 варианту предусматривалось бурение 1 добывающей скважины (112) в 2021 г. Ввод скважины 103 на I объект путем проведения изоляции обводненных интервалов и ввод из консервации скважины 111. Предусматривался вывод из консервации путем перевода 1 скважины (104) на II объект. Также предусматривался перевод одной добывающей скважины (107) с I на II объект и перевод 2 скважин (100, 105) со II на I объект. Система ППД осуществлялась действующей нагнетательной скважиной 106 на II объекте.

В 2021 г. ТОО «Тат-Арка» проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д общим объемом 10,48 км². В том же году ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») составлен отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах

контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» на месторождении Октябрьское в 2021 г.».

В «Авторском надзоре за реализацией проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.01.2021 г.» с учетом того что Недропользователем была выполнена 3D сейсмика (в 2021 г.), которая на дату составления отчета находилась на стадии интерпретации, а также с учетом данных испытания скважины 116, было рекомендовано составить Анализ разработки месторождения с уточнением местоположения проектной скважины 112.

В 2022 г. составлен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки на 2022-2023 гг. (протокол ЦКРР РК №34/11 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.23 г.) на основании договора №197 от 06.06.2022 г. между ТОО «Светланд-Ойл» и АО «НИПИнефтегаз».

На основе утвержденных запасов нефти и газа составлен настоящий «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.».

Данная работа выполнена согласно договору между АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Светланд-Ойл» (Договор №140 от 23.05.2023 г.), в соответствии с действующей нормативной документацией и техническим заданием.

Фактический геолого-промысловый материал представлен ТОО «Светланд-Ойл».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение Октябрьское по административному делению входит в состав Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан (рис.1.1).

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Ганюшкино в 80 км к юго-западу и Забурунье в 35 км к северо-востоку. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

В географическом отношении площадь находится в юго-восточной приморской части междуречья Урал-Волга. Местность плавно погружается в сторону Каспийского моря, представляет слабо всхолмленную безводную равнину, где развиты незакрепленные барханные пески. Абсолютные отметки рельефа колеблются от - 20 до - 25 м.

Площадь работ изрезана протоками реки Волга, которые заполняются в период половодья и высыхают во второй половине лета. Источников пресной воды нет. Грунтовые воды залегают на глубине 1,5 - 2 м, сильно минерализованные, непригодные для питья и сельскохозяйственных нужд.

Климат района резкоконтинентальный, с жарким сухим летом ($+40^{\circ}\text{C}$) и холодной зимой (-30°). Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 80 до 120 мм. Растительность пустынного, полупустынного типа.

Растительность скудная, представлена солончаковой и злаково-полынной ассоциацией, характерной для полупустынь. Распространены верблюжья колючка, полынь. Животный мир типичный для зон полупустынь, в основном представлен колониями грызунов.



Рис. 1.1 - Обзорная карта

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении пробуренными скважинами вскрыты отложения от нижнепермских до четвертичных, включительно.

Пермская система (Р) на месторождении представлена нижним отделом (P_1) в составе кунгурского яруса (P_{1k}).

Гидрохимические осадки **кунгурского яруса (P_{1k})** на месторождении являются наиболее древними отложениями вскрытыми глубокими скважинами. Отложения кунгурского яруса представлены двумя толщами: нижней - солью и верхней - гипсами и ангидритами (кепрок).

Нижняя толща литологически представлена солью с подчиненными прослоями гипсов и глин. Соль белая, кристаллическая, плотная. Гипсы серые, розовато-серые, плотные. Глины темно-серые, коричневые, плотные.

Верхняя толща (кепрок), представлена, в основном, гипсами и ангидритами серых тонов с небольшими прослоями глин, песчаников и аргиллитов. Глины темно-серые, коричневые, плотные, песчанистые. Песчаники серые, коричневые, мелкозернистые, крепкие. Аргиллиты темно-коричневые, крепкие.

Вскрытая толщина кунгурского яруса достигает 1240 м (скв. 3).

Отложения **триасовой системы (Т)** вскрыты глубокими скважинами по всей структуре. Они несогласно залегают на отложениях кунгурского яруса.

Литологически представлены чередованием глин, песчаников, песков, алевролитов и известняков. Глины разнообразной окраски, плотные, песчанистые, известковистые, с включением обуглившихся растительных остатков. Алевролиты и песчаники темно-серые и бурые, мелкозернистые, глинистые с включением обуглившихся растительных остатков. Пески серые, твердые. Известняки розовые, белые, рыхлые. Вскрытая толщина триасовой системы изменяется от 25 м (скв. 8) до 299 м (скв. 12).

Отложения юры (J) в описываемом районе имеют широкое распространение, вскрыты всеми пробуренными глубокими скважинами и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел (J_1) несогласно перекрывая отложения триаса представлен глинами, песчаниками и песками, переслаивающимися по всему разрезу. Глины светло-серые, темно-серые, зеленовато-серые, плотные, песчанистые, известковистые. Песчаники серые,

зеленовато-серые, мелкозернистые, крепкие, с мелкими обуглившимися растительными остатками. Пески светло-серые, глинистые, мелко-средне и крупнозернистые, рыхлые, слабоуплотненные.

Минимальная и максимальная толщина нижнеюрских отложений составляет 17 м (скв.8) и 34 м (скв.17, 112) соответственно.

Отложения **среднего отдела (J₂)** несогласно залегают на нижнеюрских и литологически представлены чередованием глин, песчаников и песков. В скважинах, где горизонт вскрыт полностью, толщина среднеюрских отложений изменяется в пределах от 213,3 м (скв. 17) до 285,2 м (скв. 5).

В среднем отделе юры на основании микрофаунистических, литолого-минералогических характеристик, а также по электрокаротажу выделен келловейский ярус.

Келловейский ярус (J_{2k}). По фауне фораминифер келловейский ярус определен в скважинах 5, 8, 9, 12, 13.

Литологически отложения келловей характеризуются чередованием глин, песков и песчаников. Глины, в основном, темно-серые, плотные, песчанистые, с тонкими прослойками алевролита, с включением мелких обуглившихся растительных остатков. Песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, крепкие, с мелким обуглившимся растительным детритом, с редкими обломками раковин пелеципод. Пески серые, глинистые, мелкозернистые, слабоуплотненные.

В основании келловей залегает мощная пачка (20-30 м) темно-серых глин. По микрофаунистическим анализам и литолого-минералогическим определениям пачка темно-серых глин датируется как келловейская.

Единичные и многочисленные формы фораминифер, встреченных в глинах в скважине 8, (инт. 977-980 м), характеризуют вскрытые отложения, как верхнекелловейские: *Ophtdlmidium monstuosum* (Bykova); *Ophtdlmidium dreniforme* (Bykova); *Lenticulina pseudocrasse* Mjatluk; *Lenticulina tumida* Mjatluk; *Nubicunella tenua* (Bykova); *Nubicunella epistominoides* Dain.

В разрезе келловейских отложений выделены I и II Келловейские продуктивные горизонты.

Верхний отдел (J₃). На основании микрофаунистических, литолого-минералогических характеристик, а также по электрокаротажу в разрезе верхней юры выделены оксфордский и волжский ярусы.

Отложения **оксфордского яруса (J_{3o})** представлены глинами, песчаниками, песками, известняками, мергелями. Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные, песчанистые,

известковистые. Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, крепкие, иногда глинистые, с мелкими рассеянными обуглившимися растительными остатками. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые. Мергели серые, крепкие, алевритисто-глинистые. Известняки серые, крепкие.

Микрофаунистически был исследован керн из скважин 3, 5 на глубинах 778 м; 835 м соответственно, где были встречены единичные формы фораминифер: *Sigmoilina milioliniforme* (Paalzow); *Quinqueloculina minima* (Wisniowski); *Zenticulina* sp; *Nobulina* ex. Gr. *Qolithica* Gerquem, характеризующие осадки оксфордского яруса. По палинологическим исследованиям, проведенным НИИ геологии СГУ керн из интервала 1101-1105 м в скважине 1, отнесен к отложениям верхней юры. В скв.15 (875-880 м.) минералогические исследования характеризуют вскрытые отложения как верхнеюрские.

Толщина яруса меняется от 30 м (скв. 106) до 74,2 м (скв. 8)

Волжский ярус (J_{3v}) стратиграфически несогласно перекрывает отложения оксфордского. Литологически представлен глинами, песчаниками, известняками и песком. Глины черные, темно-зеленовато-серые, плотные, песчанистые, с обломками фауны пелеципод. Песчаники серые, мелкозернистые, крепкие, слабосцементированные. Известняки светло-серые, крепкие, слабо глинистые. Пески зеленовато-серые, мелкозернистые.

Толщина яруса меняется от 28,6 м (скв. 103) до 79,4 м (скв. 2).

Несогласно залегающие на юрских отложения **меловой системы (К)** представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К₁) представлен неокомским, аптским и альбским ярусами.

Расчленение вскрытых отложений произведено на основании микрофаунистических, литолого-минералогических исследований, а также сопоставления электрокаротажных характеристик.

В разрезе нижнемеловых отложений по результатам пробуренных скважин выделены продуктивные I и II неокомские, и аптский горизонты.

Неокомский ярус (К_{1nc}) литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, песков и глин с редкими прослоями мергелей и алевролитов. Песчаники зеленовато-серые, крепкие, мелкозернистые. Глины темно-серые, черные, плотные, песчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с включениями обломков раковин пелеципод. В глинах и песчаниках встречаются мелкие обугленные растительные остатки. Толщина неокомского яруса изменяется от 73,6 м (скв. 8) до 111,4 м (скв. 4).

В отложениях неокома встречены следующие виды фораминифер: *Zenticulina aeleonorica* (Nikitina); *Reophax torus* Crespini; *Ammobaculites lagenaliformis* Mjatluk.

Аптский ярус - K_{1a}. Осадки апта представлены преимущественно морскими глинистыми образованиями. Литологически характеризуются глинами с редкими прослоями мергелей и песчаников и алевроитов. Глины темно-серые, черные, плотные, слабо песчанистые. В глинах встречаются обломки раковин, обуглившиеся растительные остатки. Мергели серые, глинистые, плотные. Песчаники и алевроиты серые, иногда с буроватым оттенком, плотные, мелкозернистые, с мелким обугленным растительным детритом. В глинах апта определены следующие виды фораминифер: *Zavelinella djzambaica* (Mjatluk); *Brotzenia Julia* (Mjatluk); *Zenticulina karpovae* (Nikitina); *Hyperammina aptica* (Dain et Dampel).

Толщина аптских отложений колеблется в пределах от 52,3 м (скв. 2) до 77,5 м (скв. 110).

Отложения **альбского яруса (K_{1al})** нижнего мела представлены песчано-глинистыми образованиями. Глины темно-серые, плотные, песчанистые, известковистые. В глинах встречаются редкие обломки раковин пелеципод. Песчаники и алевроиты серые, крепкие, мелко и тонкозернистые, слюдистые, с обломками раковин. Пески серые, мелкозернистые, слабоуплотненные, слюдистые, глауконитовые. Мергели встречаются редко, темно-серые, плотные, глинистые.

В отложениях альба встречены следующие виды фораминифер: *Haplophragmoides karatubeusis* Mjatluk; *Hoglundina carpeuteru* var *dorsoplana* Mjatluk; *Brotzenia spinulifera* (Reuss); *Qritaxia pyramidata* (Reuss).

Толщина альбских отложений колеблется в пределах от 83 м (скв. 102) до 148,5 м (скв. 13).

Верхнемеловые отложения (K₂) представлены переслаиванием глин, известняков, мергелей и мела. Глины светло-серые, зеленовато-белые, плотные, карбонатные, слабо песчанистые, встречаются обломки раковин. Известняки белые, зеленовато-серые, глинистые, плотные. Мергели зеленые и зеленовато-серые, плотные, глинистые. Мел белый, плотный, глинистый, с единичными обломками раковин. Общая толщина верхнемеловых отложений колеблется в пределах 130,9 м (скв. 100) – 223,5 м (скв. 13).

Неогеновая система (N). На площади *неогеновые отложения (N)* распространены повсеместно. В основном, они представлены осадками верхнего плиоцена несогласно перекрывающими отложения верхнего мела. По данным микрофаунистических определений по фауне остракод выделяется апшеронский ярус. Отложения апшеронского яруса сложены мощной толщей морских образований. Литологически они представлены глинами с редкими

прослоями мергелей, песчаников и известняков-ракушечников. Глины зеленовато-серые, плотные, песчанистые, слюдистые, карбонатные. В глинах встречаются иногда в большом количестве обломки фауны пелеципод и гастропод. Песчаники серые, зеленовато-серые, глинистые, среднезернистые, известковистые. Мергели зеленовато-серые, плотные, глинистые, с обилием обломков раковин пелеципод и гастропод. В глинах апшерона определены следующие виды остракод: *Cytherissa naphtatscholana* (Livental); *Caspiocypris rotulata* (Livental); *Loxoconcha babazananica* (Livental); *Candona cavis* (Mandelstam).

Толщина неогеновой системы изменяется от 208 м (скв. 13) до 252,4 м (скв. 102).

Отложения **четвертичной системы (Q, бакинский ярус)** представлены сильно песчанистыми ожелезненными глинами с обилием обломков кардиумов.

Толщина четвертичной системы изменяется от 85 м (скв. 101) до 130 м (скв. 14).

Тектоническая характеристика месторождения

Площадь Октябрьское расположена на юго-западной окраине Прикаспийского осадочного бассейна, где он сочленяется краевым швом герцинид кряжа Карпинского. Прикаспийский осадочный бассейн связан с одноименной синеклизой, расположенной на эпиархейско-раннепротерозойской Восточно-Европейской платформе.

В целом, осадочный чехол Прикаспийского осадочного бассейна включает доплитный рифейско-нижнепалеозойский комплекс и плитный комплекс осадков от верхнепалеозойского до кайнозойского возраста (рис.2.1, 2.2).

Надсолевой комплекс представлен отложениями большого стратиграфического диапазона - от верхней перми до кайнозоя. Основная верхнепермско-мезозойская часть комплекса сложена преимущественно песчано-глинистыми, иногда грубообломочными континентальными и морскими образованиями, в разрезах среднего триаса, верхней юры и верхнего мела встречаются глинисто-карбонатные породы. Кайнозойские отложения имеют небольшую толщину и образованы в основном терригенными осадками.

Октябрьская структурная ловушка представляет собой надсолянокупольную структуру, соляное ядро которой вытянуто в северо-западном направлении. Месторождение находится над уступом соли, осложняющим юго-западную часть одноименного купола.

В качестве структурно-тектонической модели участка использована основа, полученная по результатам проведенных в 2021 году силами полевой сейсморазведочной партии ТОО «ТатАрка» сейсморазведочных работ 3Д в объеме 10,48 кв.км, уточненная данными бурения. По результатам сейсмической интерпретации данных работ 3Д, выполненной ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»), составлены карты по следующим выделенным отражающим горизонтам (ОГ):

ОГ-I - соответствует подошве палеогена и кровле карбонатов верхнего мела;

ОГ II - соответствует подошве карбонатов верхнего мела и кровле терригенного сеномана верхнего мела (K_2S);

ОГ N-1 – соответствует кровле неокомских песчаников N-1 и N-2;

ОГ III – соответствует подошве неокома и кровле карбонатов верхней юры (J_3);

ОГ K-1 – соответствует кровле келловейских песчаников K-1;

ОГ K-3 – соответствует кровле келловейских песчаников K-3;

ОГ V – соответствует подошве юры и кровле пермотриасовых терригенных отложений;

ОГ VI – соответствует кровле кунгурской соли нижней перми.

В качестве основы для построений структурных карт по кровлям коллекторов продуктивных горизонтов были использованы карта по отражающему горизонту N-1, и карты по отражающим горизонтам K-1 и K-3.

Соляной купол Октябрьский высокоамплитудной ступенью амплитудой порядка 450 м и падением на юго-запад делит покрывающие купол надсолевые отложения на два крыла: приподнятое северо-восточное и опущенное юго-западное. Склон приподнятого крыла купола Октябрьский воздымается от абс. отм. -1250 м до -650 м. Опущенная юго-западная часть погружается с абс. отм. -1100 м до -1450 м на юге и до -1400 м на западе и севере участка. В районе скважины 3 отмечается локальное поднятие высотой около 100 м и диаметром около 200 м. В пределах опущенного крыла устанавливается зона приподнятого залегания соли и надсолевых горизонтов северо-западного простирания, которой соответствует, собственно, участок месторождения. По результатам бурения скважин, вскрывшим солевые отложения, достаточно уверенно прогнозируется в пределах юго-западного крыла наличие ступени амплитудой до 100 м, проходящей вдоль скважин 3, 5 и 17, осложняющей строение этой зоны. Стратиграфические отбивки надсолевых горизонтов косвенно подтверждают существование высокоамплитудного сброса, приуроченного к данной ступени.

В качестве структурно-тектонической модели келловейских I-K и II-K продуктивных горизонтов месторождения структурными поверхностями по данным сейсморазведки 3Д явились ОГ K-1 и ОГ K-3. (граф. прил. 2, 3). Продуктивные горизонты I-K и II-K занимают верхнюю часть среднеюрского разреза. Флюидоупором для верхнего горизонта являются верхнеюрские морские глинистые и карбонатные породы оксфордского яруса. Флюидоупором для нижнего горизонта, видимо, является заглинизированный пласт, достаточно уверенно выделяемый на всех каротажных диаграммах, ниже горизонта I-K.

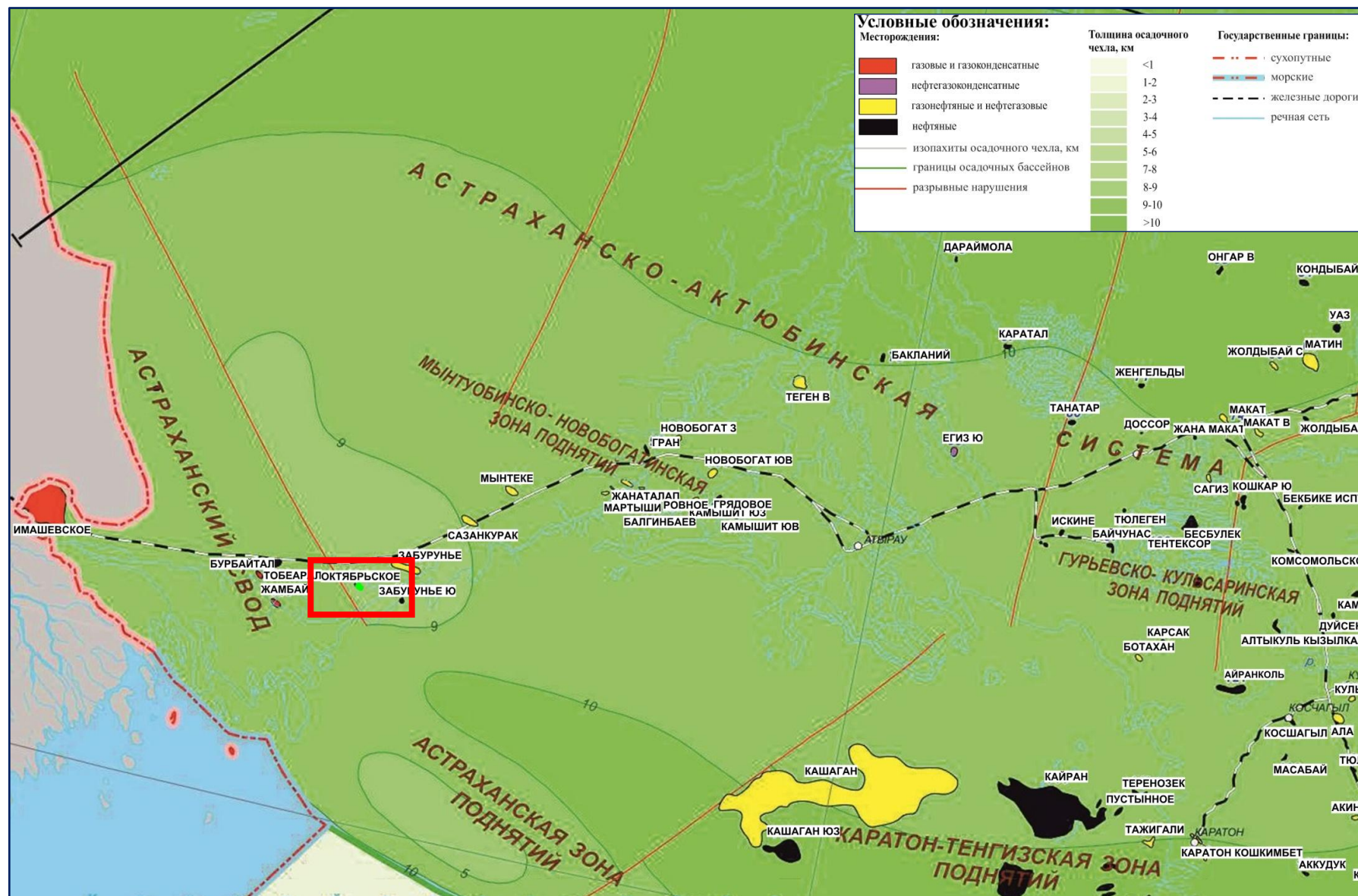


Рис. 2.1 – Тектоническая схема доплитного комплекса



На структурной карте по кровле келловейских песчаников (ОГ К-1) структура представляет собой линейную антиклиналь, интенсивно разбитую тектоническими нарушениями солянокупольной тектоники. Размеры структуры на карте по ОГ К-1 по замыкающей изогипсе -930 м составляют 2,4х0,8 км при амплитуде около 50 м. (граф. прил. 2). Купольная часть осложнена тремя небольшими сводами в районе скважины 109, в районе скважины 4 и юго-восточнее скважины 102. Система субпараллельных тектонических нарушений, простирающихся с северо-запада на юго-восток на карте отражающего горизонта К-1, образует 5 тектонических блоков (граф. прил. 2). Большая часть скважин, пробуренных на исследуемом участке, попала в район первого (I) блока по горизонту К-1 (скважины 3, 10, 100, 101, 103, 104, 106, 107, 108, 109). Во второй (II) узкий блок попадают скважины 102 и 105А. В район третьего блока (III) попадают скважины 4, 15, 110, 116. В район IV блока попали скважины 6 и 111, 8 и 14. В пятый (V) блок попали скважины 2 и 13. В южной части структуры прослеживается крупное тектоническое нарушение, простирающееся с северо-востока на юго-запад, в результате которого наблюдается сильное опускание горизонтов в южной части рассматриваемого участка работ.

На карте структура Октябрьское определенно вырисовывается как линейная антиклинальная складка северо-западного простирания, осложненная в центральной части структуры двумя основными сбросами северо-западного направления (F_1 и F_2) и в северо-восточной части нарушениями F_3 и F_4 , и далее на юго-восток резко обрываема нарушением F_5 северо-восточного простирания. Между разломами F_2 и F_3 , и скважинами 4 и 15 вырисовывается обособленный свод амплитудой около 35 м по замыкающей изогипсе -910 м размерами 0,3х0,9 км. По предыдущим представлениям практически всю площадь блока занимал полусвод размерами 1,4х0,2 км.

Отражающий горизонт К-3 также был закартирован по данным ЗД. Поверхность отражающего горизонта К-3 (граф. прил. 3) в большей части повторяет структурное строение по отражающему горизонту К-1.

Структура линейной антиклинали на структурной карте по кровле терригенных отложений неокома нижнего мела (ОГ NC-1) интенсивно разбита тектоническими нарушениями солянокупольной тектоники, замыкающая изогипса может быть принята на глубине около -780 м (граф. прил. 1). Размеры структуры на карте по ОГ NC-1 по псевдозамыкающей изогипсе -780 м составляют 2,5х1,1 км при амплитуде около 60 м.

Несмотря на некоторое выполаживание структурного плана, структурно-тектоническая модель горизонта повторяет все основные особенности строения нижележащих горизонтов. В купольной части картируются несколько небольших сводов

аналогичные сводам горизонта по ОГ К-1, но несколько смещенные по направлению на юго-восток.

Сокращение толщин разновозрастных комплексов в юрско-меловой толще, по мере приближения к своду структуры, свидетельствует о древности ловушки, начавшей формироваться, по меньшей мере, еще в юрское время. Наличие разветвленной сети тектонических нарушений свидетельствует об интенсивности миграционных процессов нефти и газа, заполняющих древние ловушки. Относительно невысокие амплитуды тектонических нарушений на уровне горизонта соответствующего подошве верхнего мела свидетельствуют о невысокой тектонической активности в более поздний период геологического времени, что предполагает высокую сохранность значительной части накопленного углеводородного потенциала. Меловые же отложения перекрыты мощной толщей недислоцированного неогена, обладающего в регионе хорошими покрывающими свойствами.

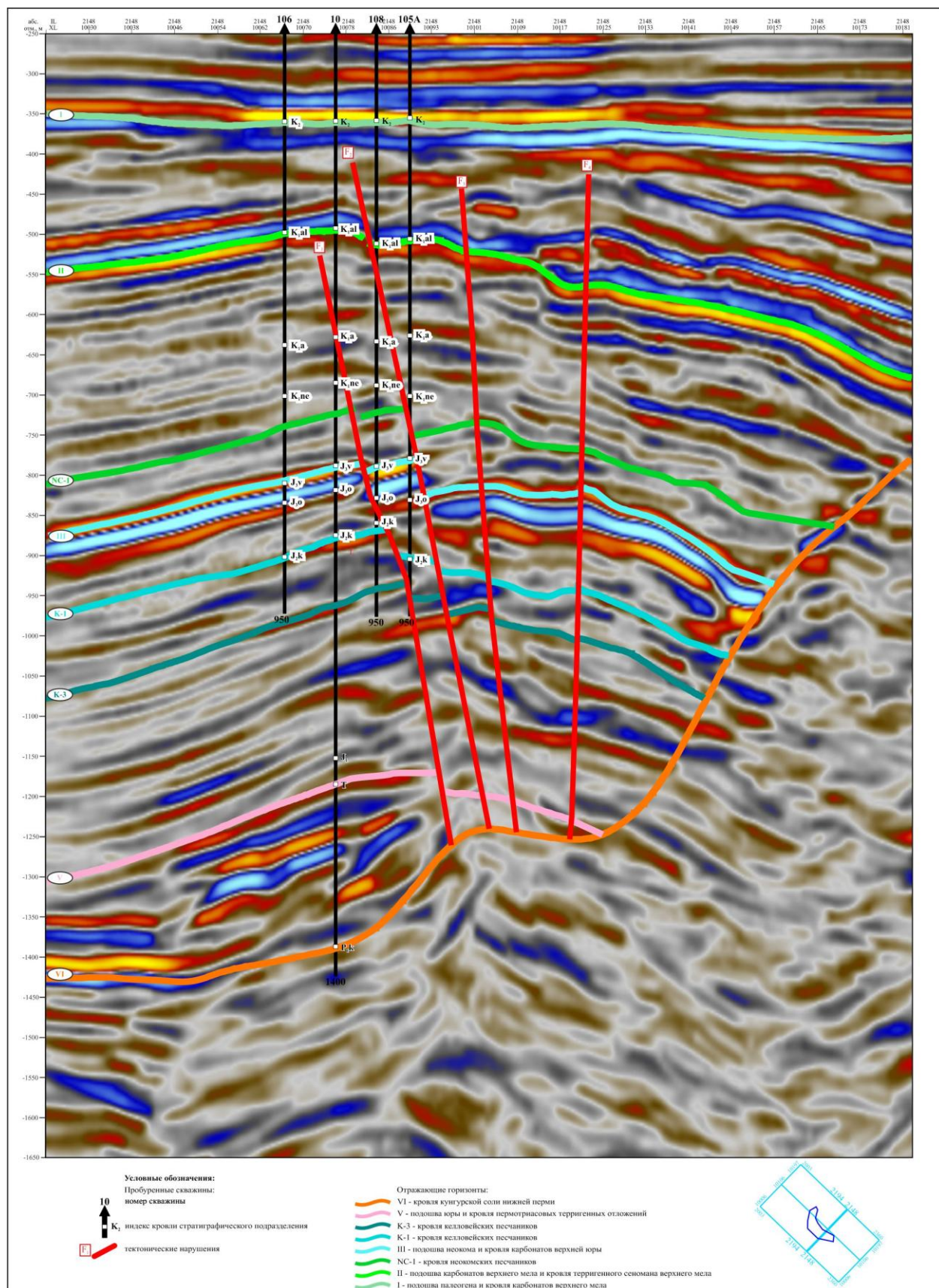
На основании анализа разломов юры и неокома был сделан вывод о том, что основные разломы участка хорошо субпараллельно трассируются через разновозрастные отложения и представляют собой характерные для соляной тектоники разломы сбросового характера. На участке выделено 2 субперпендикулярных тренда. Главный структурообразующий тренд северо-западного направления, и второй тренд выделяющийся на юге участка – субмеридианального направления. Вдоль первого тренда амплитуда смещения пород вдоль разлома в основном составляет около 10-20 м. Вдоль второго тренда амплитуда смещения пород вдоль разлома составляет около 300-350 м. Ловушки структурные, связанные с антиклиналями и структурами облекания над соляными штоками, и комбинированные, где изгиб кровли коллектора осложняется его латеральным экранированием тектоническим нарушением либо соляным штоком.

Построенные по данным 3Д структурные карты позволили получить уверенное представление о существовании в пределах юго-западной части Октябрьской структуры обширной линейной антиклинальной ловушки, тектонически ограниченной с юго-востока высокоамплитудным сбросом. Два главных сброса формируют основной блок месторождения – блок I. Более мелкие субпараллельные сбросы формируют дополнительные тектонически изолированные блоки: II, III, IV, V.

На рисунках 2.3 и 2.4 приведены поперечные глубинные сейсмические разрезы вкрест простирания структуры.



Рис. 2.3 – Глубинный сейсмический разрез по линии IL2194



Нефтегазоносность

По данным сейсмики и бурения структура разделена тектоническими нарушениями на пять крупных блоков. Юго-западное крыло структуры сбросами F_1 и F_2 разделено на блоки I и II. Северо-восточное крыло также осложнено субпараллельными сбросами F_3 и F_4 , которые делят структуру на блоки и подблоки (III, IV-1, IV-2, IV-3, V). В келловейских горизонтах выделяются 5 блоков, а вверх по разрезу часть нарушений затухают, разделение в нижнемеловых отложениях блока IV на подблоки условное, а в районе скважины 4 III блок объединяется с блоком IV, и представляет единую гидродинамическую систему. Часть скважин переходит из одного блока в другой вниз по разрезу, пересекая выделенные нарушения.

Пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность меловых (аптский, I и II неокомские горизонты) и среднеюрских (I и II келловейские горизонты) отложений. Залежи нефти и газа пластовые, присводовые, тектонически и литологически экранированные. Продуктивные горизонты литологически представлены песками, алевролитами и песчаниками различной степени сцементированности. Водонефтяные, газонефтяные и газоводяные контакты обоснованы и приняты по результатам опробования и по промыслово-геофизическим данным.

Аптский горизонт. По результатам бурения скважин в I, II и III блоках вскрыты нефтяные залежи, в IV блоке – газовая залежь.

В горизонте на значительной площади распространена зона отсутствия коллектора. Общая толщина аптского горизонта колеблется от 5,8 м до 12,7 м, а эффективные толщины варьируют от 1,6 м до 5,4 м. В разрезе горизонта выделяются 1-2 пропластка.

В I блоке пробурены 8 скважин (скв. 3, 5, 10, 12, 103, 104, 106, 107), из которых в скважинах 103 и 107 по ГИС выявлены нефтенасыщенные коллекторы толщиной 2 и 2,4 м соответственно. Границы залежи контролируются с востока и севера тектоническими нарушениями, с запада – зоной непроницаемых пород, вскрытых в скважине 10. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 103 на отметке -686,7 м. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота – 7 м.

Во II блоке пробурены скважины 100, 101, 102, 108, 109. Во всех скважинах кроме скважины 100 вскрыты зоны распространения непроницаемых пород. В скважине 100 по данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор толщиной 1,6 м. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 100 на отметке -686 м. Размеры залежи составляют 0,1х0,1 км, высота составляет несколько метров.

В *III блоке* пробурены скважины 4, 15, 17, 110, 105А, 116. В скважине 17 вскрыты водонасыщенные коллекторы, скважины 4 и 105А вскрыты зоны глинизации вблизи скважины 110. В скважине 110 вскрыта литолого-тектоническая залежь, где по материалам ГИС выделены 3 м нефтенасыщенных пород. ВНК для залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 110 на отметке -686,7 м. Размеры залежи составляют 0,2х0,2 км, высота порядка 15 м.

В *IV блоке* залежь вскрыта в скважине 6, где по ГИС выделен газонасыщенный коллектор с толщиной 2 м. При опробовании интервала 694-702 м (-715,6-723,6 м) получен приток газа дебитом 1,98 тыс. м³/сут при диаметре шайбы 3,36 мм. УГВК принят по подошве газонасыщенного пласта на абсолютной глубине минус 723,6 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,2 км, высота – 14 м.

Неокомские горизонты вскрыты бурением в 26 скважинах. В целом толщина варьирует от 14 м до 28,7 м. Выдержанным глинистым пережимом (с толщиной 4-5 м) I неокомский и II неокомский горизонты отделены друг от друга.

I неокомский – вскрыт всеми пробуренными скважинами, где общая толщина пласта изменяется от 7,4 м до 14,3 м, а эффективная толщина варьируют от 1,2 м до 11 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 3 и от 0,16 до 0,96 д.ед. В пределах пласта выявлены залежи, получившие развитие в I, II и III блоках.

I блок освещен бурением 8 скважин, где в 4 скважинах (3, 104, 107, 103) по данным ГИС и опробования выявлена газонефтяная залежь. Скважина 10 вскрыла зону глинизации, которая частично экранирует залежь на две части с разными уровнями ГНК. Залежь, выявленная в районе скважины 3 и 104 подтверждена по данными опробования. Наличие газовой шапки установлено при опробовании скважины 104 в интервале 702,5-704,5 м (-723,3-725,3 м), 705,5-708 м (-726,3-728,8 м), где получили притоки чистого газа. ГНК принят по подошве опробованного интервала на абсолютной отметке -728,6 м. Нефтяная часть залежи вскрыта скважиной 3, в которой по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с толщиной 3,8 м. При опробовании данного коллектора (интервал 708-714 м (-731,1-737,1 м)) получены дебиты нефти и воды с дебитом 3 м³/сут и 4,4 м³/сут, соответственно. ВНК фиксируется по ГИС на отметке -736,9 м в скважине 3.

В районе скважин 103 и 107 залежь имеет еще одну газовую шапку. Газовая шапка доказана при опробовании в скважине 107 интервала 700-702 м (-722,5-724,5 м). В нефтяной части залежи в скважинах 103 и 107 по данным ГИС выделены 3,8 м и 4,8 м нефтенасыщенных коллекторов, соответственно. При опробовании скважины 103 из

интервала 705-708 м (-726,1-729,1 м) получены притоки жидкости, дебит нефти при этом составил 2,3 м³/сут. При опробовании нефтенасыщенного коллектора в скважине 107 из интервала 706-709,5 м (-728,5-732 м) получена жидкость с пленкой нефти, что, возможно, связано с плохим сцеплением цемента с колонной. Уровень ГНК для этой части принят по кровле опробованного нефтяного коллектора в скважине 103 на уровне -724,5 м. ВНК принят на абсолютной отметке -736,9 м. Размеры залежи составляют 1,9х0,2 км, высота – 14 м.

Во II блоке пробурены 6 скважин (100, 101, 102, 108, 109, 112). Продуктивная часть блока вскрыта в скважинах 100, 102, 109 и 112. В скважине 101 вскрыта зона глинизации, которая разделяет две залежи с разными флюидальными контактами.

Залежь в юго-восточной части блока вскрыта скважиной 102, где по ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор толщиной 6,7 м. Коллектор был освещен опробованием в 2021 г., когда совместно с перестрелом II-неокомского горизонта в интервале перфорации 710,8-712 м (-731,6-732,8 м), был проперфорирован интервал I неокомского горизонта 698,5-700 м (-719,3-720,8 м), в результате чего получили приток нефти дебитом 1,0 м³/сут с обводненностью 48%. ВНК для залежи принят по скважине 102 по подошве нефтенасыщенного коллектора на отметке -722,4 м, причем кровля водонасыщенного коллектора, вскрытого в скважине 108 фиксируется по ГИС на отметке -722,6 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,2 км, высота – 7 м.

По залежи, выявленной в районе скважин 100, 109 и 112 по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы с толщинами от 2,8 м до 4,2 м. УВНК принят по подошве пласта в скважине 112, на отметке -731,5 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,1 км, высота – 13 м.

Установленная в III блоке газонефтяная залежь распространяется в блок IV, в связи с частичным затуханием нарушения разделяющего блоки. Газовая часть залежи вскрыта в скважине 4, где по данным ГИС выделяется газонасыщенный коллектор толщиной 2 м. ГНК принят по данным ГИС в скважине 4, где он вскрыт на отметке -716,3 м.

Нефтяная часть залежь вскрыта в скважинах 105А, 110, 116. Эффективные нефтенасыщенные толщины меняются от 4,7 м (скв. 116) до 11 м (скв. 110).

Продуктивность блока доказана опробованием в скважинах 110 и 116. В скважине 110 при опробовании интервала 711-718 м (-731,6-738,6 м) получили 78,2 м³/сут безводной нефти. При опробовании скважины 116 в интервалах 708,5-713,5 м (-727,8-732,8 м) и 713,5-716 м (-732,8-735,3 м) получены притоки нефти до 2,5 м³/сут. ВНК принят на уровне абсолютной отметки минус 743,9 м по кровле водонасыщенного пласта в скважине 15, при

этом подошва доказанного нефтеносного коллектора в скважине 110 находится на абсолютной отметке -742,9 м. Размеры залежи составляют 1,8х0,3 км, высота – 30 м.

II неокомский – вскрыт всеми пробуренными скважинами. Общая толщина пласта изменяется от 5,8 м до 14,4 м, а эффективная толщина варьирует от 1,4 до 8,1 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 2 и от 0,20 до 0,96 д.ед. По данным пробуренных скважинах в I, II и III блоках выявлены газовая и нефтяные залежи.

I блоке пробурены 8 скважин. В пределах блока выявлены газовая и нефтяная залежи, которые разделены зоной глинизации, вскрытой в скважинах 10 и 107. Газовая залежь вскрыта в скважине 104, где по ГИС выделены 2,3 м газонасыщенного коллектора. ГВК принят по подошве газонасыщенного коллектора на отметке -738,7 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота достигает нескольких метров.

Нефтяная залежь вскрыта в скважине 103, где по ГИС выделены 1,2 м нефтенасыщенных коллекторов. При опробовании этой скважины в интервале 716,5-718,5 м (-737,6-739,6 м) получены притоки жидкости с пленкой нефти. Согласно заключению АКЦ сцепление цементного камня с колонной по стволу плохого качества. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на глубине -739,3 м. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота залежи достигает нескольких метров.

В остальных скважинах блока выявлены водонасыщенные коллекторы.

II блок освещен бурением в 6-ти скважинах. Скважина 108 вскрыла законтурную часть залежи. В скважинах 112, 100, 109, 101, по данным ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы от 1,4 до 4,2 м. Продуктивность доказана при опробовании скважин 102 в интервале 710-712,5 м (-730,8-733,3 м), где получены притоки жидкости с дебитом нефти 4,7 м³/сут. По данным ГИС в скважине 112 нефтенасыщенные пласты-коллекторы выделены до отметки -744,4 м. В скважине 100 по данным ГИС прямой контакт нефть-вода на отметке -740,8 м. В скважине 108 кровля водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -740,8 м. Положение ВНК принято в интервале абсолютных отметок -740,8-744,4 м. Размеры залежи составляют 1,5х0,2 км, высота – порядка 15 м.

III блок освещен бурением пяти скважин, из которых в скважинах 15, 17, 110 выделены водонасыщенные коллекторы. Скважина 116 вскрыла зону отсутствия коллектора. В скважине 4 выявлена нефтяная залежь, контур нефтеносности которой распространяется в блок IV в связи с затуханием в отложениях нарушения разделяющего блоки. В скважине 4 по данным ГИС выделены 2,6 м нефтенасыщенного коллектора. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора на глубине -729,7 м, при этом кровля водонасыщенного

коллектора находится на глубине -730,7 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота залежи достигает нескольких метров.

I келловейский горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. В целом общая толщина горизонта варьирует от 25,4 м до 50,2 м, эффективная толщина изменяется от 2 м до 29,4 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 10, от 0,05 до 0,87 д.ед. Продуктивные залежи выявлены в пределах блоков и подблоков I, III, IV-1, IV-2, V.

Блок I освещен бурением 13 скважин. Из них продуктивность выявлена в скважинах 10, 100, 101, 103, 104, 107, 108, 109, 112, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы от 8,3 м (скв. 104) до 22,6 м (скв.108).

Продуктивность залежи доказана во всех 9 скважинах. При этом в скважинах 10, 101, 103, 104, 107, 108, 109 были получены притоки чистой нефти, варьирующие от 6 до 87,4 м³/сут. При опробовании скважины 100 были получены 3,24 м³/сут нефти и 2,16 м³/сут воды. Притоки пластовой воды получены при опробовании скважины 106. В 2022 г. было проведено опробование скважины 112 в интервале перфорации 857,1-860 м (-878-880,9 м), из которого был получен приток нефти дебитом 22,2 т/сут.

По данным пробуренных скважин ВНК по ГИС вскрыт в скважинах 103, 104, 108 на отметках -888,3 м, -887 м и -887,6 м, соответственно.

В скважине 112 выделены нефтенасыщенные по данным ГИС пласты до отметки -893,5 м. В скважине 107 пласт оценен как нефтенасыщенный обводненный в интервале абс. отметок -885,5-888,3 м.

Таким образом, для данного блока принят наклонный тип ВНК от -887 м до -893,5 м. Размеры залежи составляют 1,9х0,2 км, высота – 36 м.

Во *II блоке* горизонт освещен бурением скважин 102, 105А и 116. Во всех скважинах блок по данным ГИС водонасыщен.

В пределах *III блока* горизонт вскрыт бурением скважин 4, 15 и 110. В скважине 15 по данным ГИС и опробования вскрыты водоносные пласты. В скважине 110 по данным ГИС пласты водоносные. В скважине 4 по данным ГИС выделен газонасыщенный пласт толщиной 2,1 м. ГВК принят на абсолютной отметке -927 м. Размеры залежи составляют 0,7х0,3 км, высота – 35 м.

IV-1 подблок вскрыт бурением скважины 9, где по данным ГИС выделены 3 м газонасыщенных коллекторов. При опробовании скважины 9 (интервал 935-938 м (-957,6-960,6 м)) получен газ дебитом 39,2 тыс. м³/сут и вода дебитом 1,5 м³/сут на штуцере диаметром 5 мм. ГВК вскрыт на абсолютной отметке минус 960,8 м и принят по контакту

«газ-вода» в скважине 9, что также подтверждается результатами опробования. Размеры залежи составляют 0,7х0,2 км, высота составляет 25 м.

IV-2 подблок. В данном блоке пробурена скважина 6 и 111, где по данным ГИС выделены 1,8 м и 2,2 м нефтенасыщенных коллекторов соответственно. ВНК принят по подошве опробованного нефтяного пласта в скважине 111, на абсолютной отметке -945,9 м. При этом кровле водонасыщенного пласта в скважине 6 вскрыта на глубине минус 945,8 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота порядка 7 м.

V блок вскрыт бурением скважины 2, в которой по данным ГИС выделены 10,8 м газонасыщенных коллекторов. При опробовании скважины 2 в интервале 925-932 м (-947,5-954,5 м) получен газ дебитом 59,75 тыс. м³/сут. ГВК для залежи принят на абсолютной отметке минус -958,1 м. Размеры залежи составляют 0,5х0,2 км, высота составляет 15 м.

II келловейский горизонт. В целом общая толщина горизонта варьирует от 20,6 м до 46 м, а эффективная толщина изменяется от 2,2 м до 35,1 м. Коэффициенты расчлененности и песчанистости соответственно изменяются в диапазоне от 1 до 7, от 0,07 до 0,76 д. ед. Продуктивность горизонта выявлена в 5 блоках и подблоках (IV-1, IV-2, IV-3).

I блок. В шести пробуренных в пределах блока скважинах (скв. 10, 101, 107, 108, 109, 112) по данным ГИС выделены коллекторы толщиной от 3 м до 8,2 м. Скважины 3, 5, 12, 100, 103, 104 вскрыли водонасыщенные по данным ГИС пласты-коллекторы.

Прямые положения ВНК по данным ГИС вскрыты в скважинах 108 и 109, на абсолютных отметках минус 947,4 и минус 948,7м, соответственно. При этом в скважине 107 кровля воды зафиксирована на отметке минус 951,7 м.

В скважине 10 по данным ГИС выделены 3 м нефтенасыщенной толщины, подтвержденные опробованием. Отметка в скважине 10 на уровне минус 953,2 м соответствует подошве опробованного пласта коллектора.

Для залежи блока принят наклонный тип ВНК от минус 947,4 м до минус 953,2 м. Размеры залежи составляют 0,9х0,2 км, высота составляет 25 м.

В скважине 112 по данным ГИС выделены 3,9 м нефтенасыщенной толщины. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта фиксируется на абсолютной отметке на -952,5 м, по которой принято положение водонефтяного контакта для залежи в районе скважины 112. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет 7 м.

II блок вскрыт скважинами 102 и 105А. Нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 13,8 м до 14,5 м. Продуктивность доказана опробованием скважин 102 и 105А, где были получены притоки нефти с дебитами 22,1 и 41 м³/сут, соответственно.

Положение ВНК по данным ГИС в скважине 102 находится на абсолютной отметке минус 946,1 м, в скважине 105А нефтенасыщенные коллекторы выделяются до -947,9 м.

Положение ВНК принято наклонным в интервале абсолютных отметок -946,1-947,9 м. Размеры залежи составляют 0,6х0,1 км, высота составляет 30 м.

В скважине 116 в феврале 2021 г. провели опробование интервалов перфорации 937-939 м и 939,5-941 м, из которых получили приток нефти дебитом 2,8 м³/сут с обводненностью 87%. В мае 2021 г. проведен перестрел интервалов 936,5-938,5 м (-955,8-957,8 м) и 939,5-941 м (-958,8-960,3 м), после чего получили приток нефти дебитом 1,7 м³/сут с обводненностью 95%. В скважине по данным ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в интервале -955,8-960,6 м общей эффективной толщиной 2,5 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора и кровля водонасыщенного отбиваются на абсолютной отметке -960,6 м, на которой и принято положение ВНК. Размеры залежи составляют 0,5х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

III блок освещен бурением скважинами 4 и 15. В пределах блока, в районе скважины 15 выявлена нефтяная залежь, где по данным ГИС в разрезе скважины выделены нефтенасыщенные коллекторы суммарной толщиной 7,2 м. При опробовании интервала 968-972 м (-990,9-996,9 м) получен приток нефти с водой с дебитами 0,43 м³/сут и 1,86 м³/сут соответственно. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на уровне -998,1 м. Размеры залежи составляют 0,8х0,2 км, высота составляет порядка 20 м.

В пределах *подблока IV-1* распространена нефтяная залежь, которая вскрыта скважиной 9. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,6 м. Прямой водонефтяной контакт вскрыт по данным ГИС на абсолютной отметке минус 1032,6 м в скважине 9. Размеры залежи составляют 0,6х0,2 км, высота составляет порядка 35 м.

В пределах *подблока IV-2* распространена нефтяная залежь, продуктивность которой установлена по ГИС и опробованию в скважине 6. При опробовании скв. 6 интервала перфорации 976-992 м (-997,6-1013,6 м), 992-1000 м (-1013,6-1021,6 м) получена нефть дебитом 27 м³/сут через штуцер 7 мм. В скважине 111, которая была пробурена рядом со скважиной 6, по данным ГИС разрез водонасыщенный. ВНК принят по подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине 6 на абсолютной отметке -1013,2 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

В *IV-3 подблоке* горизонт вскрыт бурением скважин 8 и 14, где по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы суммарной толщиной 8,4 м и 5,6 м, соответственно. В скважине 8 при опробовании интервала 993-1000 м получена нефть дебитом 2,86 м³/сут. В скважине 14 при совместном опробовании интервалов 995-1004 м (-1017,1-1026,1 м) и 1012-1017 м (-1034,1-1039,1 м) был получен приток нефти с дебитом 1,48 м³/сут. Помимо этого, при отдельном опробовании интервала 1012-1017 м (-1034,1-1039,1 м), был получен приток нефти дебитом 0,6 м³/сут. Условный водонефтяной контакт принят на

абсолютной глубине минус 1038,9 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 14. Размеры залежи составляют 1,1х0,3 км, высота составляет порядка 40 м.

В пределах *блока V* распространена нефтяная залежь, которая вскрыта скважиной 2. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,8 м. ГВК для залежи по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке минус 1028,7 м. Размеры залежи составляют 0,3х0,1 км, высота составляет порядка 15 м.

2.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

В данном разделе приводятся результаты статистических обработок полученных значений толщин, фильтрационно-емкостных свойств и нефтегазонасыщенности коллекторов по данным ГИС и керну, а также коэффициентов неоднородности продуктивных горизонтов.

На графическом приложении 4 приведены геолого-литологические профили, отражающие распространение, распределение и расчлененность коллекторов продуктивных горизонтов.

Коэффициенты песчанистости, расчлененности и распространения являются основными показателями, характеризующими степень неоднородности горизонтов. Показатели неоднородности для каждого горизонта приведены в таблице 2.2.1.

Приведенные ниже средние значения для горизонта в целом рассчитаны как средние значения по скважинам, пробуренным в пределах залежей. Скважины, в которых продуктивный горизонт был вскрыт частично, полностью или частично отсутствовал полный комплекс ГИС в пределах горизонта, не были использованы при расчете статистических показателей неоднородности.

Таблица 2.2.1 – Месторождение Октябрьское. Статические показатели характеристик неоднородности продуктивных горизонтов

Горизонт	кол-во скв.	Коэффициент песчанистости			Коэффициент расчлененности		
		среднее значение	интервал изменения	коэфф. вариации	среднее значение	интервал изменения	коэфф. вариации
Апт	5	1.000	-	-	1.0	-	-
I Неоком	12	0.963	0.630	1.000	0.012	1.2	0.120
II Неоком	8	0.927	0.591	1.000	0.023	1.3	0.120
I Келловей	14	0.610	0.462	0.786	0.026	5.1	0.119
II Келловей	15	0.645	0.327	0.880	0.056	3.9	0.222

Характеристика толщин, их средние значения и пределы изменения приведены в таблице 2.2.2. Приведенные ниже средние значения для горизонта в целом рассчитаны как средние значения по скважинам, пробуренным в пределах залежей. Характеристики толщин анализировались отдельно по зонам продуктивных горизонтов.

Таблица 2.2.2 – Месторождение Октябрьское. Характеристика толщин пластов-коллекторов продуктивных горизонтов

Толщина, м	Наименование	Горизонт				
		Аптский	I Неоком	II Неоком	I Келловей	II Келловей
1	2	3	4	5	6	7
Общая	Средняя, м	2.0	6.0	4.0	38.1	23.9
	Коэфф. вар.	0.017	0.184	0.200	0.015	0.161
	Инт. изм., м	1.6-2.4	2.8-11.0	2.3-7.7	26.6-47.2	12.0-51.8
Эффективная	Средняя, м	2.0	5.5	3.7	23.2	14.6
	Коэфф. вар.	0.017	0.155	0.225	0.039	0.074
	Инт. изм., м	1.6-2.4	2.8-11.0	2.3-7.7	14.5-29.4	5.3-20.8

продолжение табл. 2.2.2

1	2	3	4	5	6	7
Газонасыщенная	Средняя, м	2.0	3.0	2.3	5.3	-
	Коэфф. вар.	-	0.212	-	0.543	-
	Инт. изм., м	-	2.0-4.9	-	2.1-10.8	-
Нефте- насыщенная	Средняя, м	2.0	5.0	2.3	13.0	6.4
	Коэфф. вар.	0.021	0.190	0.154	0.245	0.371
	Инт. изм., м	1.6-2.4	2.8-11.0	1.2-4.2	1.8-22.6	1.8-14.5

Аптский горизонт

Данный продуктивный горизонт сложен 1-2 песчаными прослоями, характеризуется общей толщиной, составляющей в среднем 2 м и изменяющейся в пределах 1,6-2,4 м. Средняя газонасыщенная толщина пласта составляет 2 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 2 м. Эффективная толщина коллекторов колеблется от 1,6 до 2,4 м. Коэффициент песчаности данного горизонта составляет 1, средняя расчлененность – 1.

I Неокомский горизонт

Данный продуктивный горизонт сложен 1-2 песчаными прослоями, характеризуется общей толщиной, составляющей в среднем 6,0 м и изменяющейся в пределах 2,8-11 м. Средняя газонасыщенная толщина пласта составляет 3 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 5 м. Коэффициент песчаности данного горизонта изменяется от 0,630 до 1 и в среднем составляет 0,963. Средняя расчлененность – 1,2.

II Неокомский горизонт

Максимальное количество продуктивных пропластков – 2. Характеризуется общей толщиной, составляющей в среднем 4,0 м и изменяющейся в пределах 2,3-7,7 м. Средняя газонасыщенная толщина пласта составляет 2,3 м. Средняя нефтенасыщенная толщина пласта составляет 2,3 м. Коэффициент песчаности данного горизонта изменяется от 0,591 до 1 и в среднем составляет 0,927. Средняя расчлененность – 1,3.

I Келловейский горизонт

Общая толщина горизонта, представленного 3-9 прослоями проницаемых песчаников, составляет в среднем 38,1 м. Среднее значение эффективной толщины пласта составляет 23,2 м. Толщина нефтенасыщенных пропластков варьирует в пределах 1,8-22,6 м и составляет в среднем 13 м. Коэффициент песчаности изменяется в интервале от 0,462 до 0,786, составляя в среднем 0,610, при этом средняя расчлененность составляет 5,1.

II Келловейский горизонт

Общая толщина горизонта, представленного 2-8 прослоями проницаемых песчаников, составляет в среднем 23,9 м. Среднее значение эффективной толщины пласта составляет 14,6 м. Средняя газонасыщенная толщина пласта составляет 5,3 м. Толщина нефтенасыщенных

пропластков варьирует в пределах 1,8-14,5 м и составляет в среднем 6,4 м. Коэффициент песчанистости изменяется в интервале от 0,327 до 0,880, составляя в среднем 0,645, при этом средняя расчлененность составляет 3,9.

2.2.1 Характеристика коллекторов по данным ГИС

В работе использованы материалы промыслово-геофизических исследований по 26 скважинам.

Объектом исследований являются терригенные отложения, с которыми связаны нижнемеловые продуктивные горизонты (апт, неоком-1-2), и горизонты келловей (I-II келловейский), содержащие газоносные и нефтяные залежи.

Изучение свойств и состава пластовых вод проведено по результатам 9 исследований, одна проба воды из скважины 111 признана некондиционной, так как отобрана вместе с нефтью.

Минерализация определена по результатам химического анализа проб воды, отобранных в процессе опробования. Пластовые воды неокомских и юрских отложений по генетической классификации В.А. Сулина определяются как рассолы хлоркальциевого типа.). Температурный градиент составил 1,9°C/100 м. Удельное электрическое сопротивление ($U_{ЭС}$) пластовой воды (ρ_v) согласно температуре и минерализации по палеточным данным (4) принято равным для меловых горизонтов 0,04 Ом, юрских – 0,035 Ом (при температуре пластов 35 °C и 45 °C соответственно).

Комплекс геофизических исследований (ГИС) в поисковых и разведочных скважинах включал общие исследования по всему разрезу скважины в масштабе глубин 1:500 и детальные в масштабе 1:200 – в интервале продуктивной толщи (от кондуктора до забоя).

Комплекс общих ГИС состоял из методов стандартного электрического каротажа (зонды N0.5M2.0A, A2.0M0.5N) (КС) с одновременной записью потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрии (ДС), гамма (ГК) и нейтронного (НГК) каротажей; в комплекс детальных исследований, помимо перечисленных выше методов, входили боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК), индукционный (ИК, ILD) каротаж, микрозондирование (МКЗ).

В эксплуатационных скважинах комплекс (ГИС) дополнен методами: гамма-гамма плотностным (ГГК-П), акустическим (АК), индукционным в многозондовой модификации – ВИКИЗ (зонды RO025 - RO200), спектральным ГК – СГК (SGR).

Для контроля траектории ствола скважины в процессе бурения, положения его в пространстве проводились замеры инклинометрии. Стволы всех пробуренных скважин вертикальные, с незначительными отклонениями стволов от вертикальной проекции.

В скважинах также проведена термометрия с целью контроля температуры при производстве каротажных работ; после заканчивания строительства скважины – проводился контроль качества цемента э/к по диаграммам акустического цементомера (АКЦ). Материалы АКЦ имеются по 13 скважинам (10, 100, 101, 102, 103, 104, 105А, 107, 109, 110, 111, 112, 116), по скважинам старого фонда запись АКЦ отсутствует.

В целом, по скважинам 2017-2020 гг. интервалы (от общего интервала исследований 9817,1 м) сплошного сцепления цементного камня с колонной составили 15%, частичного – 18%, плохого – 38%, отсутствия – 28%, неопределенный – 1,0% (рис.2.2.1). В скважине 112 хорошее качество цементирования э/к – 99% хорошего сцепления цементного камня с колонной.

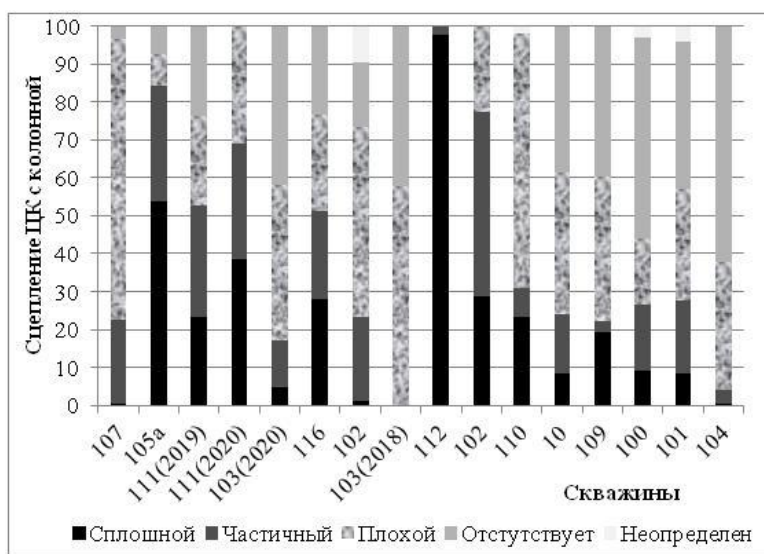


Рис. 2.2.1 - Качество сцепления цемента с колонной по данным АКЦ

Геофизическая характеристика продуктивного разреза месторождения, в целом, соответствует литолого-физической характеристике терригенных отложений: нижнемеловые продуктивные горизонты (апт, неоком-1-2) представлены морскими терригенными фациями, характеризующимися частым чередованием глин, песков, песчаников, алевролита, а также алевроитов, для отложений келловей (I-II келловейский) характерно чередование глин, песков и песчаников.

Для разделения разреза на коллекторы и вмещающие породы использован весь комплекс промыслово-геофизических исследований, проведенный в скважинах. При этом в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных и сопоставление последних с керном и результатами опробования пластов.

Оценка характера насыщения коллекторов продуктивных горизонтов осуществлялось по опробованию, соответствию граничному коэффициенту нефтегазонасыщенности

($K_{нг}=0,40$ д.ед.), обоснованному по результатам эксперимента ОФП, выполненного на образцах керна из скважины 111 – средней величине $K_{во}=60\%$ в точке пересечения кривых ОФП, а также, исходя из результатов опробования.

Интерпретация материалов ГИС выполнялась по всем скважинам с помощью специализированной обрабатывающей программы «Interactive Petrophysics», которая решает задачу согласно петрофизической модели, состоящей из трех компонентов: 1 – кривые ГИС, 2 – составные части коллектора (объемное содержание типов пород и флюиды), 3 – параметры каждого типа пород и флюидов.

Результатами интерпретации петрофизических параметров являются полученные величины коэффициентов пористости и насыщенности, а также литологический состав.

Определение глинистости коллекторов ($K_{гл}$) осуществлялось по методам ГК, ПС и БК. Рассчитанные значения $K_{гл}$ продуктивных коллекторов в K_{1nc} изменяются от 0,08 до 0,36 д.ед., для J_2k – от 0,07 до 0,30 д.ед.

Определение K_n по ГИС осуществлялось по комплексу методов АК, ГГК, НК по известным зависимостям « $\Delta T - K_n$ », «ГГКП – K_n » и «НК – K_n ». При определении коэффициента пористости в скважинах старого фонда использован НГК.

Коэффициент водонасыщенности (K_v) рассчитывался по методу электрического сопротивления по уравнению Арчи-Дахнова с применением петрофизических зависимостей ($R_p=b/K_{pm}$, $R_n=a/K_{vn}$): для отложений нижнего мела (K_{1nc}) $m = 2,11$, $n = 1,38$, $a = 1,0$, $b = 1,0$; для отложений средней юры (J_2k) $m = 2,25$, $n = 1,57$, $a = 1,0$, $b = 1,0$.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды (ρ_v) согласно температуре и минерализации по палеточным данным принято равным 0,04 Омм и 0,035 Омм, соответственно, для нижнемеловых и среднеюрских отложений.

Коэффициенты нефтенасыщенности определенные по ГИС для продуктивных отложений изменяются от 0,40 д.ед. до 0,88 д.ед.

В таблице 2.2.3 представлены средние значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по горизонтам, определенные по результатам исследований керна и материалов ГИС.

Таблица 2.2.3 – Месторождение Октябрьское. Средние значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности пород-коллекторов

Вид исследований	Наименование	Пористость в газ. части, д. ед.	Пористость в нефт. части, д.ед.	Газонасыщенность, д.ед	Нефтенасыщенность, д.ед.	Проницаемость, 10^{-3}мкм^2
1	2	3	4	5	6	7
апт						

продолжение табл. 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7
Лабораторные исследования керна	Кол-во скв., шт.					
	Кол-во опред., шт					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал измен.					
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт.	1(скв.6)	4	1(скв.6)	3	
	Кол-во опред., шт.	1	4	1	3	
	Среднее значение	0,31	0,26	0,52	0,56	
	Коэффициент вариации	-	0,002	-	0,014	
	Интервал изменения	-	0,25-0,28	-	0,51-0,65	
Гидродинамические исследования	Кол-во скважин, шт,					
	Кол-во опред., шт,					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения					
I-Неоком						
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт,	2 (111,112)				2 (111,112)
	Кол-во опред., шт,	29				29
	Среднее значение	0,331				115,8
	Коэффициент вариации	0,0117				0,2446
	Интервал изменения	0,220-0,416				8,7-255,3
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт,	3	11	3	11	
	Кол-во опред., шт	4	14	3	13	
	Среднее значение	0,26	0,27	0,56	0,60	
	Коэффициент вариации	0,017	0,013	0,038	0,045	
	Интервал изменения	0,25-0,33	0,23-0,32	0,41-0,66	0,42-0,88	
Гидродинамические исследования	Кол-во скважин, шт,					
	Кол-во опред., шт					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения					
II-Неоком						
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт,	1 (111)				1 (111)
	Кол-во опред., шт	43				43
	Среднее значение	0,322				162,2
	Коэффициент вариации	0,0165				1,7885
	Интервал изменения	0,240-0,390				5,4-902
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт,	1	7	1	7	
	Кол-во опред., шт,	1	7	1	7	
	Среднее значение	0,24	0,26	0,81	0,60	
	Коэффициент вариации	-	0,006	-	0,014	
	Интервал изменения	-	0,24-0,29	-	0,55-0,73	
Гидродинамические исследования	Кол-во скважин, шт,					
	Кол-во опред., шт					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения					
I-К						
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт,	3 (6, 111,112)				3 (6, 111,112)
	Кол-во опред., шт	78				78
	Среднее значение	0,33				1911
	Коэффициент вариации	0,14				0,6159
	Интервал изменения	0,210-0,421				5,5-5110
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт,	3	11	3	9	
	Кол-во опред., шт	3	24	1	21	
	Среднее значение	0,24	0,27	0,59	0,66	

продолжение табл. 2.2.3

1	2	3	4	5	6	7
Гидродинамические исследования	Коэффициент вариации	0,002	0,024	-	0,031	
	Интервал изменения	0,23-0,25	0,20-0,37	-	0,45-0,87	
	Кол-во скважин, шт,					
	Кол-во опред., шт					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения					
II-К						
Лабораторные исследования керна	Кол-во скважин, шт,	3 (6, 116, 112)				3 (6, 116, 112)
	Кол-во опред., шт	24				24
	Среднее значение	0,299				328,3
	Коэффициент вариации	0,0135				0,7954
	Интервал изменения	0,218-0,353				7-1065
Геофизические исследования скважин	Кол-во скважин, шт,	-	12	-	8	
	Кол-во опред., шт	-	29	-	20	
	Среднее значение	-	0,25	-	0,53	
	Коэффициент вариации	-	0,018	-	0,034	
	Интервал изменения	-	0,20-0,32	-	0,40-0,76	
Гидродинамические исследования	Кол-во скважин, шт,					
	Кол-во опред., шт					
	Среднее значение					
	Коэффициент вариации					
	Интервал изменения					

2.2.2 Характеристика продуктивных пластов по керну

Из отложений горизонта К_{1а} изучено всего 2,5 м керна из одной скважины (скв. 8), пористость определена по 3 образцам глинистых пород. Из отложений неокомских горизонтов изучено 41,3 м керна из 6 скважин (3, 12, 15, 105А, 111, 112), ФЕС пород определены по 96 образцам, в том числе по 78 образцам из скважины 111.

Из отложений келловейских горизонтов изучено 96,4 м керна из 9 скважин (3, 4, 6, 9, 15, 105А, 111, 116, 112), ФЕС определены по 137 образцам, в том числе по 125 образцам из скважин 111, 116, 112 (табл. 2.2.4).

Таблица 2.2.4 – Месторождение Октябрьское. Характеристика отбора керна из горизонтов (скважины с исследованным керном: 3, 4, 6, 8, 9, 12, 15, 105А, 111, 116 и 112)

Горизонт	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	Вынос керна, %	Кол-во исследованных образцов
Апт	5	2,5	50	3
Неоком-1	37,2	26,6	71,5	39
Неоком-2	25,9	14,7	56,8	57
I-келловей	97	60,6	62,5	94
II-келловей	74,1	35,8	48,3	43

Породами-коллекторами для неокомских и келловейских горизонтов являются пески, песчаники слабосцементированные, преимущественно, мелкозернистые (для неокомских

горизонтов тонко-мелкозернистые), полевошпатово-кварцевого состава. Тип пород-коллекторов и установленные граничные значения ФЕС, представлены в таблице 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Месторождение Октябрьское. Тип пород-коллекторов и граничные значения емкостно-фильтрационных свойств

Горизонт	Тип коллектора	$K_{пр}^{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{п}^{пр}, \text{ д.ед.}$	$K_{пл}, \%$
I, II-Неоком	Терригенный, поровый	5	0,22	36
I,II-келловей	Терригенный, поровый		0,20	30

Породы-коллекторы горизонтов неоком-1, неоком-2, чаще всего характеризуются проницаемостью, находящейся в диапазонах $(50-100)$ и $(100-300) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, горизонтов I-келловей, II-келловей – $(300-800)$ и $(>800) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (табл.2.2.6).

Таблица 2.2.6 – Месторождение Октябрьское. Распределение проницаемости пород-коллекторов

Горизонт	Параметр	Проницаемость пород для газа, 10^{-3} мкм^2							
		5-10	10,0-20	20-50	50-100	100-300	300-800	>800	всего
неоком-1	кол-во обр.	1	1	2	9	16	0	0	29
	частость, д.ед.	0,03	0,03	0,07	0,31	0,55	0	0	1
неоком-2	кол-во обр.	1	5	7	9	15	5	1	43
	частость, д.ед.	0,02	0,12	0,16	0,21	0,35	0,12	0,02	1
I-келловей	кол-во обр.	1	3	2	3	5	5	59	78
	частость, д.ед.	0,01	0,04	0,03	0,04	0,06	0,06	1	1
II-келловей	кол-во обр.	1	0	2	5	6	9	1	24
	частость, д.ед.	0,04	0,00	0,08	0,21	0,25	0,38	0	1

Средние значения пористости и проницаемости пород-коллекторов, определенные по керну, представлены в таблице 2.2.3.

Коллекторы $K_{1пс}$ горизонтов представлены 72 образцами, J_2k горизонтов – 102 образцами. Наибольшие ФЕС характерны для коллекторов горизонта I-келловей: $K_{п}=0,333 \text{ д.ед.}$ и $K_{пр}=1911 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Коллекторы всех горизонтов характеризуются высокой $K_{п}$, $K_{пр}$ неокомских горизонтов составляет в среднем $143 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, келловейских горизонтов – $1539 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Данный раздел составлен на основании отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Октябрьское» [28], выполненного по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

Исследование состава и свойств пластовых флюидов месторождения Октябрьское началось на стадии геологоразведочных работ. За период после даты выполнения отчёта [28] дополнительных исследований проб скваженной продукции не проводилось. В данном разделе рассматривается устьевая проба попутного газа и проба товарной нефти, изученные в 2023 г.

Всего по состоянию изученности на 01.05.2023 г. исследованы 22 пробы пластовой нефти из 11 скважин, 33 пробы в поверхностных условиях из 15 скважин, 16 проб растворённого газа из 8 скважин, 3 пробы свободного газа из 2-х скважин и 9 проб воды.

2.3.1 Состав и свойства нефти в пластовых условиях

После выполнения отчёта [28] дополнительных исследований не проводилось.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское изучены по результатам лабораторных исследований 20 глубинных и 2-х рекомбинированных проб. Из них горизонты неоком-I и неоком-II представлены по одной пробе, I келловейский горизонт – 12 пробами из 4 скважин, II келловейский горизонт – 8 пробами из 4 скважин.

Исследования пластовой нефти выполнялись в лабораториях «ГУТНРЭ», ТОО «КазНИГРИ» (г. Атырау), в ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», ТОО «Стратум КЭР».

В лаборатории исследования пластовых флюидов ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», также как в лаборатории ТОО «Стратум КЭР», термодинамические исследования пластовой нефти проводились на установке «FLUID-EVAL» (производитель оборудования - компания Vinci Technologies, Франция), в соответствии с существующим СТ ТОО 7522-1915-39-01-2011 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. Объем исследований и формы представления результатов».

Термодинамические исследования пластовой нефти в лаборатории Департамента аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ» проводились на оборудовании фирмы «Ruska Instrument Corporation» (Хьюстон, Техас) согласно СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава».

Данное оборудование предназначено для изучения термодинамических свойств и фазового поведения пластовых флюидов нефтяных и газоконденсатных месторождений (нефти различной плотности, в т.ч. летучие нефти, газоконденсаты).

При первоначальном исследовании проб в лаборатории, по некоторым образцам параллельные пробы оказались непредставительными (заполнены пластовой водой и газом, либо контактное давление оказалось низкое), поэтому дальнейшие исследования проведены по одному образцу.

По глубинным и рекомбинированным пробам выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

Результаты всех исследований по данным стандартной сепарации представлены в таблице 2.3.1.

Горизонт неоком-I

Свойства пластовой нефти горизонта неоком-I описаны результатами исследований одной глубинной пробы из скважины 110. При заданных термобарических условиях по горизонту, замеренных на момент отбора проб, пластовая смесь находилась в однофазном жидком состоянии, соответственно образец относится к «представительным», и отражает фактические условия пласта. Согласно данным, замеренным на момент отбора пробы, пластовое давление и пластовая температура горизонта составили 7,30 МПа и 40,3 °С.

Давление насыщения по пробе определено на уровне 2,78 МПа, соответственно, при термобарических условиях пласта, пластовую нефть неокомского горизонта можно классифицировать как «недонасыщенную».

По результатам стандартной сепарации газосодержание пластовой нефти составляет 10,53 м³/т. Плотность и динамическая вязкость пластовой нефти равняются 0,886 г/см³ и 50,80 мПа*с соответственно. Объемный коэффициент равен 1,029 д. ед., пересчётный коэффициент – 0,972 д.ед.

Таблица 2.3.1 - Месторождение Октябрьское. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

№№ п/п	№ скважин	Горизонт	Блок	Интервал перфорации, м	Дата отбора	№ пробы	Глубина отбора, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Плотность пластовой нефти, г/см ³	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Коэффициент сжимаемости, *10 ⁻³ 1/см ³	Коэффициент растворимости, м ³ /м ³ /МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент, д.ед.	Плотность сепарированной нефти, г/см ³	Усадка, %	Относительная плотность газа	Исполнитель		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22		
I объект разработки																							
Неоком I																							
1	110	Неоком-I	III	711,0-718,0	08.08.2014	1	614	7,3	40,3	2,78	0,886	50,80	1,57	3,44	9,57	10,53	1,029	0,905	2,78	0,592	КМГ		
Неоком II																							
2	102	Неоком-II	II	710,0-712,0	2018	1	рекомб.	7,87	40,5	2,59	0,861	15,45	1,80	3,80	9,75	11,10	1,030	0,878	2,80	0,607	КазНИГРИ		
Среднее по I объекту										2,69	0,873	33,13	1,69	3,62	9,66	10,82	1,030	0,892	2,79	0,600			
II объект разработки																							
Келловей-I																							
3	10*	Келловей-I	I	855,0-862,0	11.12.1972	1	-	9,1	48,0	5	0,872	15,96	-	3,07	18,65	21,15	1,030	0,881	2,91	-	ТОО ЦТИ КМГ		
4	10*			855,0-862,0	2003	1	рекомб.	9,8	37,0	2,10	0,803	11,57	1,91	4,24	8,90	10,94	1,030	0,813	2,90	0,590	ТОО НИИ Каспиймунайгаз		
5	101			835,0-861,0	13.08.2006	1	800	9,0	41,9	2,70	0,855	24,81	2,77	3,75	10,12	11,54	1,038	0,877	3,66	0,594			
6				835,0-861,0		2	800			2,80	0,853	24,28	2,79	3,86	10,80	12,31	1,041	0,877	3,94	0,598			
7	107			849,0-855,0	17.05.2007	1	700	8,9	43,3	2,31	0,854	22,84	2,03	4,46	10,30	11,73	1,041	0,878	3,94	0,624			
8	108			838,0-852,0	22.08.2009	1	800	9,0	43,1	2,40	0,854	23,56	2,04	3,86	10,80	12,30	1,042	0,878	4,03	0,617			
9	108			838,0-852,0	16.11.2011	1	690	9,1	43,1	2,35	0,841	24,9	1,00	5,28	12,40	14,07	1,064	0,881	6,00	0,591			
10				838,0-852,0		2	690			2,40	0,840	24,87	1,18	5,37	12,90	14,64	1,066	0,881	6,22	0,585			
11	108			838,0-852,0	16.06.2013	1	520	8,7	42,4	2,36	0,858	23,92	1,47	4,87	11,50	13,08	1,041	0,879	3,98	0,621	ТОО НИИ Каспиймунайгаз		
12				838,0-852,0		2	520			2,23	0,848	23,99	1,49	5,25	11,70	13,31	1,052	0,879	4,98	0,598			
13	108			838,0-852,0	16.10.2014	1	300	6,26	32,2	2,22	0,861	26,56	2,15	4,68	10,40	11,79	1,039	0,882	3,76	0,654	ТОО НИИ Каспиймунайгаз		
14	112*			857,1-860,0	29.06.2022	1.02	830	8,97	42	6,26	0,796	15,64	5,59	2,47	15,44	17,54	1,038	0,880	3,65	0,641	ТОО Стратум КЭР		
Среднее по горизонту I-келловейский										2,42	0,852	24,41	1,88	4,60	11,21	12,75	1,047	0,879	4,50	0,609			
Келловей-II																							
15	6*	Келловей-II	IV-2	976,0-992,0	27.10.1970	1	-	9,1	50,0	6,7	0,833	11,87	-	4,30	28,80	32,77	1,078	0,878	7,23	0,618	Лаборатор. ГУТНРЭ		
16	8		IV-3	993,0-1000,0	31.05.1973	1	-	10,4	49,0	2,30	0,849	16,21	-	4,20	9,67	11,02	1,042	0,877	4,03	-			
17				993,0-1000,0		1	-			2,10	0,849	16,21	-	4,56	9,57	10,91	1,041	0,877	3,93	-			
18				993,0-1000,0		1	-			2,30	0,849	18,94	-	4,20	9,67	11,02	1,042	0,877	4,03	-			
19	14*		IV-3	1012,0-1017,0	29.12.1972	1	-	10,5	51,0	4,00	0,870	18,94	-	4,08	16,32	18,53	1,028	0,881	2,72	-	ТОО НИИ Каспиймунайгаз		
20	105a		II	917,0-925,0	24.09.2012	1	890	10,2	47,7	2,25	0,814	17,14	1,91	5,76	12,96	15,21	1,072	0,852	6,74	0,600			
21	105a			917,0-925,0	19.06.2013	1	250	9,8	47,0	2,20	0,834	9,39	1,50	4,86	10,69	12,45	1,039	0,858	3,51	0,606			
22				917,0-925,0		2	250			2,30	0,834	9,39	1,40	4,78	11,00	12,80	1,040	0,859	3,88	0,610			
Среднее по горизонту II-келловейский										2,24	0,838	14,55	1,60	4,73	10,59	12,24	1,046	0,867	4,35	0,605			
Среднее по II объекту										2,35	0,846	20,47	1,81	4,65	10,97	12,55	1,047	0,874	4,44	0,608			
Примечание: * - отбракованная проба																							

Горизонт неоком-II

Свойства пластовой нефти горизонта неоком-II оценены по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины 102. По полученным результатам видно, что параметры флюида схожи с параметрами нефти горизонта неоком-I.

Согласно данным, пластовое давление и пластовая температура горизонта составили 7,87 МПа и 40,8 °С.

Давление насыщения по пробе определено на уровне 2,59 МПа, соответственно, пластовую нефть неокомского горизонта II, как и I можно классифицировать как «недонасыщенную». Газосодержание пластовой нефти составляет 11,10 м³/т. Плотность и динамическая вязкость пластовой нефти – 0,861 г/см³ и 15,45 мПа*с соответственно. Объемный коэффициент равен 1,030 д. ед., пересчётный коэффициент – 0,971 д.ед.

Горизонт келловей-I

Результаты исследования пластовой нефти из скважины 112 отбраковываются из-за несоответствия параметров между собой, а также из-за завышенных значений газосодержания и давления насыщения (для сравнения – газовый фактор по скважине 112 за июнь месяц составил 5,6 м³/т). Изначально из скважины были отобраны 2 глубинные пробы. При проведении валидации давление насыщения в разных контейнерах сильно отличалось между собой (1,97 и 6,26 МПа), что уже говорит о некачественном отборе. Для проведения PVT исследований была выбрана 2 проба. Полученные данные не учитывались при усреднении значений.

В результате анализа ранее были отбракованы значения полученных параметров по скважине 10 за 1972 и 2003 гг. из-за несоответствия параметров между собой.

Кроме того, во всех ранних отчётах с позиции отбора были отбракованы и исключены из дальнейшего рассмотрения пробы из скважины 108 за 2013, 2014 гг., которые отобраны намного выше интервала перфорации.

Запас пластовой энергии свидетельствует о том, что пластовая нефть остаётся в однофазном состоянии по всему стволу скважины и место отбора, в данном случае, не могло повлиять на состояние флюида. Полученные параметры логичны и закономерны и могут быть использованы для описания свойств пластовой нефти соответствующих горизонтов на момент отбора.

Свойства пластовой нефти I келловейского горизонта оценены по результатам исследований 9 проб из скважин 101, 107 и 108, расположенных в блоке I.

Величина давления насыщения в среднем по горизонту составляет 2,42 МПа. Газосодержание пластовой нефти по результатам стандартной сепарации изменяется в

диапазоне 11,54-14,64 м³/т, в среднем составляя 12,75 м³/т. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти в среднем составляют 24,41 мПа*с и 0,852 г/см³ соответственно. Объемный коэффициент равен 1,047 д.ед.

Горизонт келловей-II

Свойства пластовой нефти II келловейского горизонта оценены по результатам исследований 6 проб, отобранных из скважин 8 и 105а. Значения полученных параметров по скважинам 6, 14 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания и из-за несоответствия параметров между собой.

Во всех ранних отчётах с позиции отбора были отбракованы и исключены из дальнейшего рассмотрения пробы из скважины 105а за 2013 г., которые отобраны намного выше интервала перфорации. В данном отчёте данные пробы из скважины 105а учитываются при усреднении значений.

Газосодержание пластовой нефти по результатам стандартной сепарации в среднем по горизонту составляет 12,24 м³/т, давление насыщения – 2,24 МПа. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти в среднем составляют 14,55 мПа*с и 0,838 г/см³. Объемный коэффициент равен 1,046 д.ед.

На рисунках рисунках 2.3.1 – 2.3.4 приведены значения основных параметров пластовой нефти, на которых хорошо просматривается несоответствие отбракованных параметров.

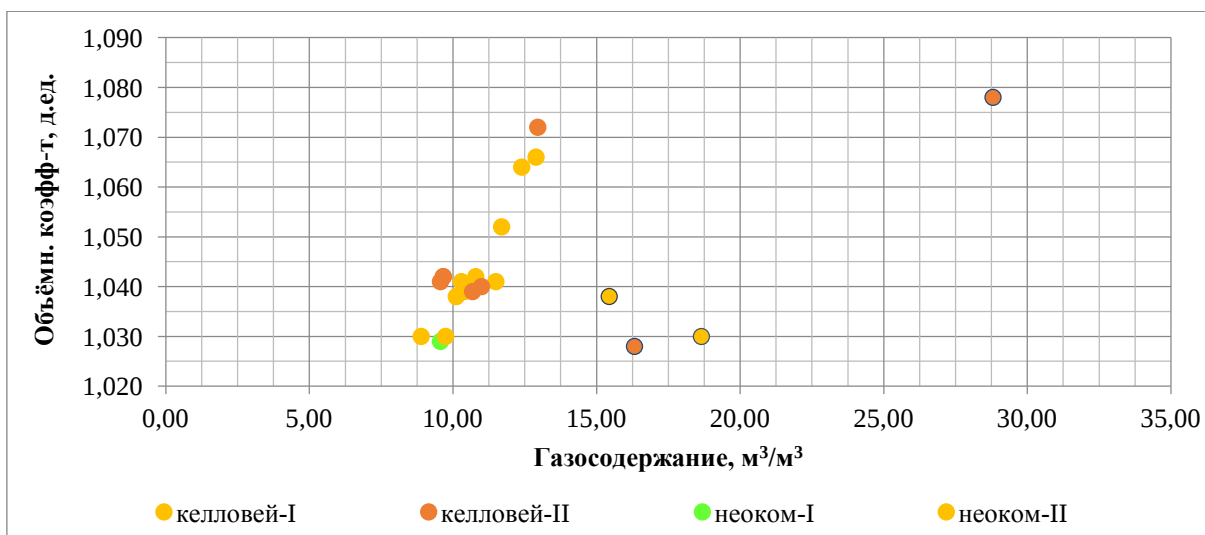


Рисунок 2.3.1 – Месторождение Октябрьское. Значения объёмного коэффициента пластовой нефти от газосодержания

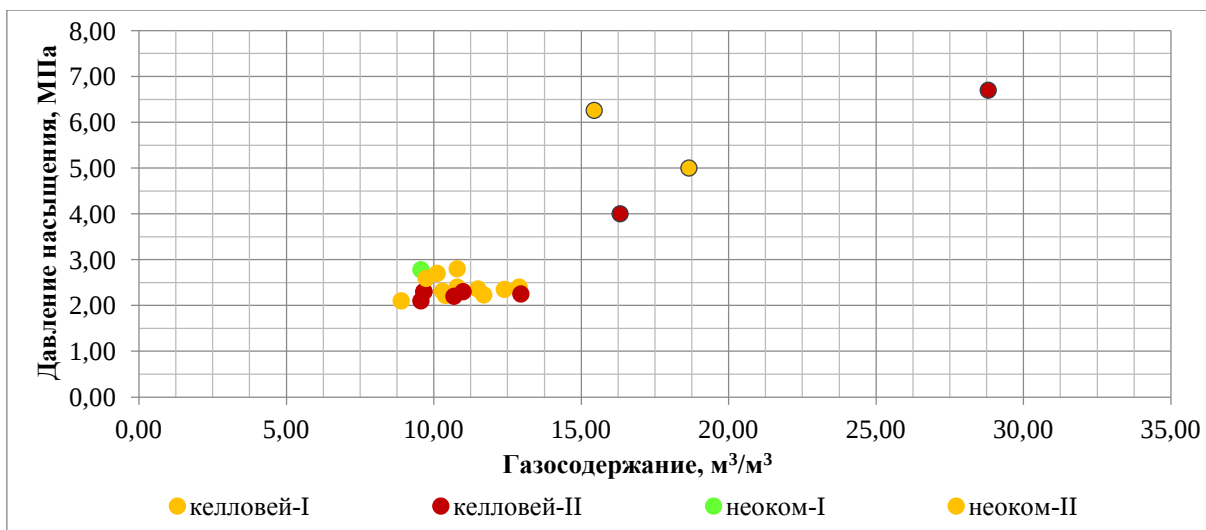


Рисунок 2.3.2 – Месторождение Октябрьское. Значения давления насыщения пластовой нефти от газосодержания

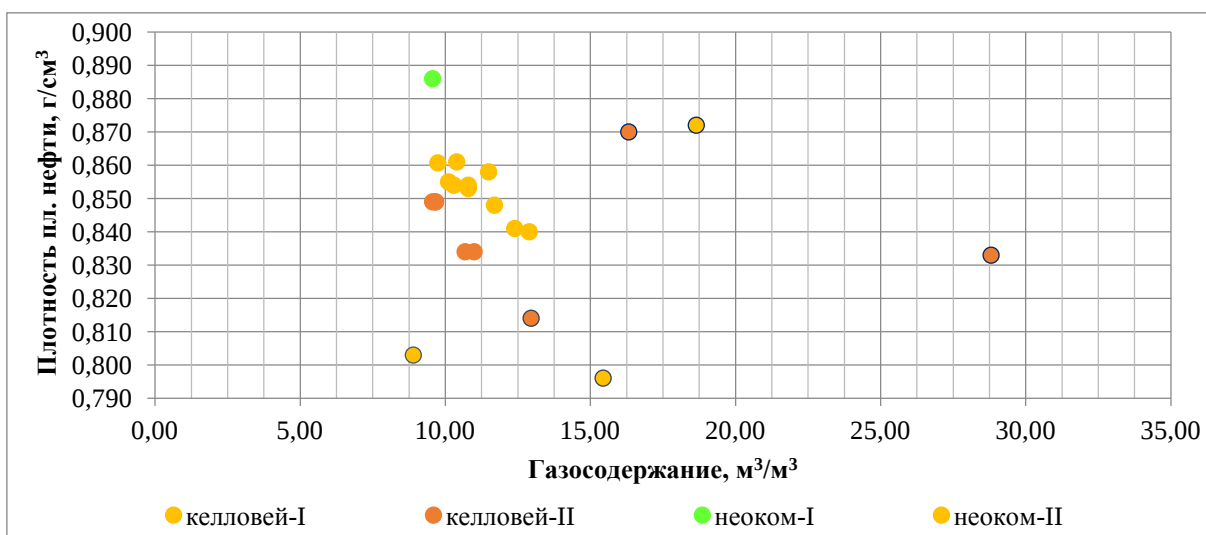


Рисунок 2.3.3 – Месторождение Октябрьское. Значения плотности пластовой нефти от газосодержания

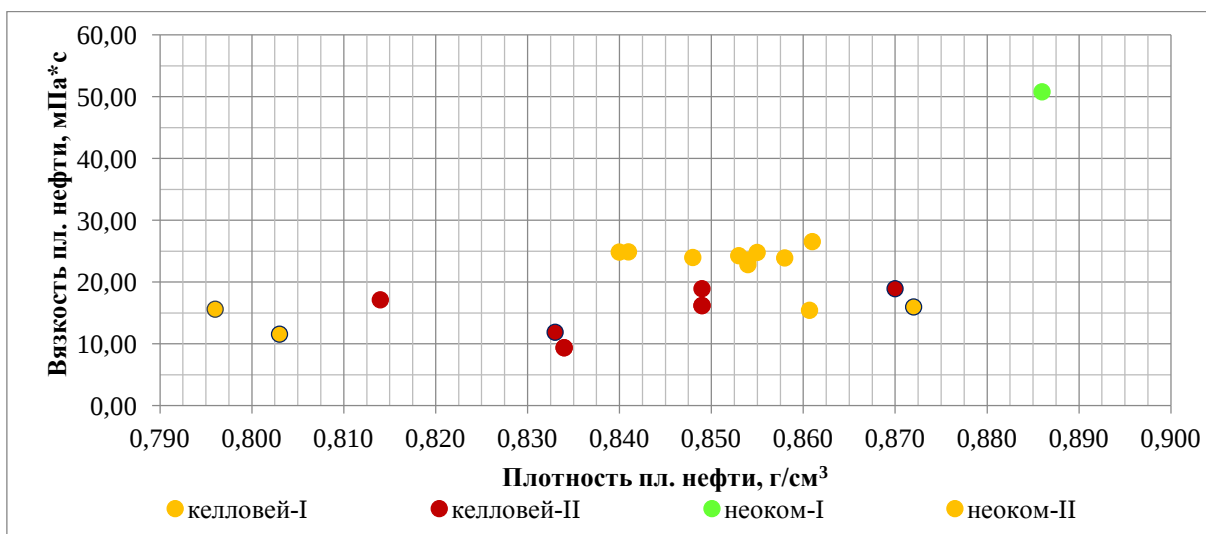


Рисунок 2.3.4 – Месторождение Октябрьское. Значения вязкости пластовой нефти от плотности

В таблице 2.3.2 приведены количество исследований, средние значения параметров пластовой нефти и диапазоны их изменений по состоянию изученности на 01.05.2023 г.

Таблица 2.3.2 – Месторождение Октябрьское. Средние значения параметров пластовой нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Неоком-I				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	2,78
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	10,53
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	-	1,029
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,886
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	50,8
Неоком-II				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	2,59
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	11,10
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	-	1,03
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,861
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	15,45
Келловей-I				
Давление насыщения, МПа	3	9	2,22-2,80	2,42
Газосодержание, м ³ /т	3	9	11,54-14,64	12,75
Объемный коэффициент, д.ед.	3	9	1,038-1,066	1,047
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	9	0,840-0,861	0,852
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	9	22,84-26,56	24,41
Келловей-II				
Давление насыщения, МПа	2	6	2,10-2,30	2,24
Газосодержание, м ³ /т	2	6	10,91-15,21	12,24
Объемный коэффициент, д.ед.	2	6	1,039-1,072	1,047
Плотность пластовой нефти, г/см ³	2	6	0,814-0,849	0,838
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	6	9,39-18,94	14,55

2.3.2 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

За период после выполнения отчёта [28] дополнительных исследований дегазированной нефти не проводилось.

Всего по состоянию изученности на 01.05.2023 г. физико-химические свойства дегазированной нефти представлены результатами исследований 33 проб. Все результаты исследований представлены в таблице 2.3.3.

Значения, полученные по пробе нефти из скважины 10 от 05.12.1972 г. горизонта келловей-I и из скважины 6 от 27.10.1970 г. горизонта келловей-II отбракованы из-за завышенных значений параметров в отличие от остальных значений. Также отбраковано завышенное значение кинематической вязкости при 30 °С по пробе из скважины 14 горизонта келловей-II.

Данные по пробе из скважины 110 от 11.07.2018 г. не учитывались в ранних отчётах из-за неполного комплекса исследований данной пробы. В данной работе полученные параметры по этой пробе учитываются.

Усреднение значений параметров производилось отдельно по блокам и продуктивным горизонтам.

Горизонт неоком-I

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта неоком-I оценены по результатам исследований 3-х проб, отобранных из скважин 110, 116 блока III.

По плотности нефть относится к типу битуминозной, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,901 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 290,26 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 4,23 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,55 % масс., силикагелевых смол – 9,90 % масс (смолистая), содержание общей серы в нефти – 0,45 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 50 °С, температура застывания нефти – минус 8 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 202 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 6 %, до температуры 300 °С – 19 %.

Горизонт неоком-II

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта неоком-II охарактеризованы результатами исследований 2-х проб, отобранных из скважины 102.

По плотности нефть относится к типу тяжёлой, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,879 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 80,66 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,30 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,61 % масс., силикагелевых смол – 5,75 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,27 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 46 °С, температура застывания нефти – минус 8 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 168 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 12 %, до температуры 300 °С – 26 %.

Горизонт келловей-I

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта келловей-I оценены по результатам исследований 17 проб, отобранных из скважин 100, 101, 107, 108, 109, 111, 112.

По плотности нефть относится к типу тяжёлая, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,878 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 105,99 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 3,21 % масс. (парафинистая), асфальтенов – 0,49 % масс., силикагелевых смол – 6,37 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,24 % масс. (малосернистая).

Таблица 2.3.3 - Месторождение Октябрьское. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 02.01.2023 г.

№№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Плотность, г/см ³	Содержание, % масс.								Температура, °С			Кинематическая вязкость, мм ² /с					Кислотное число, мг КОН/г	Хлористые соли, мг/л	Фракционный состав					
							смо л сернокислотных	смо л силикагелевых	асфальтенов	серы	воды	механических примесей	кокса	парафина	плавления парафинов	вспышкив о/т	застывания	10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С			Н.К., °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	29	30	
I объект разработки																														
Неоком-I																														
1	110	711,0-718,0	неоком-I	III	08.08.2014	0,901	-	13,90	1,10	0,40	5,20	0,00	1,30	1,26	53	80	-27	525,00	268,20	130,00	74,70	47,20	0,1	1384,6	200	-	-	5	18	
2	110	711,0-718,0			11.07.2018	0,897	-	-	-	-	0,20	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69,7	-	-	-	-	-
3	116	708,5-716,0			20.12.2018	0,905	-	5,90	отс.	0,50	8,00	0,00	0,90	7,19	47	100	11	669,38	312,32	179,94	104,2	62,72	0,9	102,7	203	-	-	6	20	
Среднее значение по неоком-I						0,901		9,90	0,55	0,45	4,47	0,00	1,10	4,23	50	90	-8	597,19	290,26	154,97	89,45	54,96	0,5	519	202			6	19	
Неоком-II																														
4	102	710,0-712,5	неоком-II	II	11.07.2018	0,879	-	5,37	отс.	0,27	0,04	отс.	1,40	7,40	46	87	-3	-	79,80	44,20	29,50	20,60	0,43	642,5	160	-	4	10	28	
5	102	710,0-712,5			2018	0,878	-	6,13	1,22	0,26	отс.	отс.	-	5,34	-	67	-12	-	81,51	46,94	30,00	20,63	2,32	217,7	175	-	3	14	24	
Среднее значение по неоком-II						0,879	-	5,75	0,61	0,27	0,02	0,00	1,40	6,37	46	77	-8	-	80,66	45,57	29,75	20,62	1,38	430,1	168	-	4	12	26	
Среднее значение по I объекту						0,892		7,83	0,58	0,36	2,69	0,00	1,20	5,30	49	84	-8	597,19	185,46	100,27	59,60	37,79	0,94	483,44	185		4	9	23	
II объект разработки																														
Келловей-I																														
6	10*	855,0-862,0	келловей-I	I	05.12.1972	0,933	0,5	-	-	0,04	-	-	1,70	-	-	-	-	-	-	57,40	-	-	-	-	102	-	20	30	40	
7	100	847,0-849,0; 854,0-858,0			12.01.2007	0,878	-	6,28	-	0,28	39,0	0,01	2,70	4,90	55	88	н -20	214,40	114,60	65,50	42,30	29,60	0,2	56435	225	-	-	3	18	
8	100	847,5-857,0			16.11.2011	0,881	-	6,74	-	0,27	60,0	0,02	2,00	1,35	53	76	-27	215,00	111,10	62,40	39,10	26,00	0,2	66701	220	-	-	5	19	
9	100	847,5-849,5			11.07.2018	0,882	-	-	-	-	0,91	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	-	-	-	-	
10	101	835,0-861,0			13.08.2006	0,877	-	6,24	-	0,23	0,40	0,01	2,70	4,80	55	86	н -20	211,30	109,50	61,50	37,10	24,40	0,3	139,8	215	-	-	6	23	
11	101	837,0-839,0			11.07.2018	0,881	-	6,78	отс.	0,23	0,55	отс.	1,30	7,54	44	120	-11	-	93,30	84,90	35,70	24,30	0,4	54	194	-	2	12	22	
12	107	849,0-855,0			17.05.2007	0,878	-	9,32	-	0,21	57,0	0,04	2,80	4,90	56	89	н -20	208,60	106,40	60,40	35,10	23,50	0,3	62920	230	-	-	2	17	
13	108	838,0-852,0			22.08.2009	0,878	-	6,76	отс.	0,24	1,30	0,04	2,20	1,33	53	58	-20	258,50	113,10	58,30	37,00	24,40	0,3	3110	235	-	-	2	18	
14					16.11.2011	0,883	-	7,36	-	0,26	31,0	0,03	2,10	1,37	53	71	-27	240,80	126,40	37,40	41,00	27,10	0,3	27063	215	-	-	6	22	
15					16.06.2013	0,880	-	6,84	-	0,25	53,0	0,02	1,00	1,34	54	62	-27	213,40	114,40	60,90	37,10	24,90	0,3	67130		-	-			
16					16.10.2014	0,882	-	6,91	-	0,26	-	0,02	1,30	1,30	54	78	-27	210,10	107,20	62,00	38,90	25,90	0,1	189791	205	-	-	6	19	
17	108	838,0-843,0			11.07.2018	0,881	-	-	-	-	0,20	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46,8		-	-			
18	109	837,0-841,0			10.06.2016	0,880	-	7,23	-	0,25	0,10	0,04	1,20	1,22	54	77	-33	205,40	109,70	63,00	39,40	25,90	0,4	216,6	205	-	-	6	19	
19					11.07.2018	0,882	-	-	-	-	0,70	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104,5	-	-	-	-	-
20	112	857,1-860,0			29.06.2022	0,880	-	5,30	1,50	0,26	0,60	0,1	1,40	2,08	-	116	-22	282,01	128,2	66,32	39,57	27,69	0,29	44,3	185	-	1	-	20	
21	112	857,1-860,0			29.06.2022	0,880	-	5,38	1,44	0,25	0,05	0,03	1,37	2,1	-	115	-23	282,10	128,2	66,323	39,56	27,67	0,29	13,5	183	-	1	-	20	
22	112	857,1-860,0			11.08.2022	0,882	-	5,71	0,00	0,27	2,20	0,02	1,00	3,22	52	110	-29	-	98,18	56,02	36,19	23,65	0,25	77,21	219	-	-	7	18	
Среднее значение по I-келловей, блок I						0,880		6,68	0,59	0,25	16,5	0,02	1,65	2,68	53	88	-24	231,06	112,33	61,92	38,31	25,77	0,28	29661,5	211		1	6	20	
23	111	914,0-916,0; 919,5-921,5; 924,5-925,5	келловей-I	IV-2	27.03.2019	0,845	-	2,26	отс.	0,11	48,0	0,00	0,50	10,67	47	77	5	-	23,52	-	-	7,23	0,1	794,8	-	-	-	-	-	
Среднее значение по I-келловей						0,878		6,37	0,49	0,24	18,4	0,02	1,57	3,21	53	87	-22	231,06	105,99	61,92	38,31	24,45	0,3	27963,5	211		1	6	20	

Продолжение табл. 2.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Келловей-II																													
24	102	906,0-913,0	келловей-II	II	14.03.1993	0,864	-	7,49	0,10	0,31	-	-	3,20	3,47	-	55	-	-	33,60	19,70	11,50	8,70	-	-	90	4	9	18	35
25	105a	918,0-925,0			24.09.2012	0,859	-	8,42	отс.	0,19	1,40	0,09	1,10	0,95	54	30	-6	111,00	40,80	21,20	13,80	9,99	0,15	1287,7	110	4	9	17	35
26					19.06.2013	0,860	-	8,46	отс.	0,25	76,0	0,01	1,10	0,97	55	34	-7	112,00	41,30	21,00	14,20	10,20	0,33	47267	115	3	8	17	35
27	105a	909,6-914,5			08.10.2016	0,859	-	8,37	-	0,20	2,80	0,01	1,00	0,99	54	33	-28	123,00	35,40	18,50	13,10	9,66	0,05	6646,8	120	3	8	15	32
28					11.07.2018	0,859	-	-	-	-	0,60	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	469,71	-	-	-	-
29	105a	910,0-912,0; 913,5-914,5; 918,0-921,0			16.05.2022	0,869	-	5,26	отс.	0,11	20,2	0,04	0,07	5,19	57	82	-12	-	49,06	30,99	20,9	14,97	0,2	128,2	210	-	-	10	23
30	116	937,0-939,0; 939,5-941,0			17.03.2021	0,851	-	2,82	отс.	0,12	86,0	0,002	0,75	10,96	46	98	5	-	39,71	18,09	12,77	9,54	0,26	701,28	207	-	-	10	27
Среднее значение по II-келловей, блок II						0,860		6,80	0,02	0,20	31,2	0,03	1,20	3,76	53	55	-10	115,33	39,98	21,58	14,38	10,51	0,20	9417	142	4	8	15	31
31	15	968,0-972,0	келловей-II	III	25.05.1973	0,847	7	-	-	0,17	-	-	-	н/о	-	-	н/о	64,20	24,10	13,40	10,30	7,74	-	-	147	1	7	20	41
32	6*	976,0-992,0		IV-2	27.10.1970	0,876	9	-	-	0,34	-	-	2,30	11,0	-	67	3	-	119,20	49,30	30,40	20,70	-	-	130	2	7	15	33
33	14	1012,0-1017,0		IV-3	30.04.1973	0,845	отс	-	-	0,08	-	-	1,90	-	-	-	-	40,00	-	152*	11,40	-	-	-	105	10	20	-	30
Среднее значение по II-келловей						0,857	3,5	6,80	0,02	0,18	31,2	0,03	1,30	3,22	53	55	-10	90,04	37,71	20,41	13,50	10,11	0,20	9416,78	138	4	10	15	32
Среднее значение по II объекту						0,871	3,5	6,50	0,28	0,22	21,9	0,02	1,49	3,21	53	78	-18	186,99	83,23	47,39	28,86	19,67	0,25	23125,2	182	4	7	10	25
Примечание: * - непредставительная проба, значение																													

Таблица 2.3.4- Месторождение Октябрьское. Определение содержания металлов

№ скважины	Интервал перфорации, м	Продуктивный горизонт	Дата отбора проб	Компоненты					
				ванадий	никель	марганец	цинк	свинец	железо
				Содержание, мг/дм ³					
111	914,0-916,0; 999,5-921,5; 924,5-925,5	Келловей I	27.03.2019	0,74	0,43	0,56	0,72	6,58	12,53
112	857,1-860,0	Келловей I	29.06.2022	10,85	2,83	<2,59	0,64	<1,21	0,38
112	857,1-860,0	Келловей I	29.06.2022	12,21	3,41	<2,94	0,73	<1,37	0,44
105a	910,0-912,0; 913,5-914,5; 918,0-921,0	Келловей II	16.05.2022	2,94	0,30	0,35	0,85	2,46	17,59
116	937,0-939,0; 939,5-941,0	Келловей II	17.03.2021	1,57	0,11	0,49	0,09	4,78	20,35

Температура плавления парафина – 53 °С, температура застывания нефти – минус 22 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 211 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 6 %, до температуры 300 °С – 20 %.

Горизонт келловей-II

Физико-химические свойства дегазированной нефти горизонта келловей-II оценены по результатам исследований 9 проб, отобранных из скважин 14, 15, 102, 105а, 116.

По плотности нефть относится к типу средняя, значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,857 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 37,71 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 3,22% масс. (парафинистая), асфальтенов – 0,02 % масс., силикагелевых смол – 6,80 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,18 % масс. (малосернистая).

Температура плавления парафина – 53 °С, температура застывания нефти – минус 10 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 138 °С. Объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 250 °С составляет 15 %, до температуры 300 °С – 32 %.

В таблице 2.3.4 представлены результаты исследований проб нефти за 2019 - 2022 гг. по определению металлов. Количество металлов незначительно и не представляет промышленного значения.

Количество исследований, средние значения параметров дегазированной нефти и диапазоны их изменений представлены в таблице 2.3.5.

По имеющимся исследованиям можно сказать, что нефть продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское по типу является средней, тяжёлой и битуминозной. А также высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

В таблице 2.3.6 представлен протокол испытания № 53 от 02.03.2023 г. по исследованию пробы товарной нефти, отобранной с ПСН м. Забурунье. Исследование проведено в Департаменте лабораторно-аналитических исследований КазНИГРИ.

Таблица 2.3.5 – Месторождение Октябрьское. Средние значения дегазированной нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
<i>Неоком-I</i>				
Плотность при 20 °С, г/см ³	2	3	0,897-0,905	0,901
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа·с	2	2	268,20-312-32	290,26
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа·с	2	2	47,20-62,72	54,96
Температура застывания, оС	2	2	(-27)-(-11)	-8

Продолжение табл. 2.3.5

1	2	3	4	5
Содержание общей серы, % масс.	2	2	0,40-0,50	0,45
Содержание смол силикагелевых, масс.	2	2	5,90-13,90	9,9
Содержание асфальтенов, % масс.	2	2	0,00-1,10	0,55
Содержание парафинов, % масс.	2	2	1,26-7,19	4,23
Температура начала кипения, °С	2	2	200-203	202
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	-	-	-	-
до 250 °С	2	2	5-6	6
до 300 °С	2	2	18-20	19
Неоком-II				
Плотность при 20 °С, г/см ³	2	2	0,878-0,879	0,879
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа·с	2	2	79,80-81,51	80,66
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа·с	2	2	20,60-20,63	20,62
Температура застывания, °С	2	2	(-12)-(-3)	-8
Содержание общей серы, % масс.	2	2	0,26-0,27	0,27
Содержание смол силикагелевых, масс.	2	2	5,37-6,13	5,75
Содержание асфальтенов, % масс.	2	2	0,00-1,22	0,61
Содержание парафинов, % масс.	2	2	5,34-7,40	6,37
Температура начала кипения, °С	2	2	160-175	168
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	2	2	3-4	4
до 250 °С	2	2	10-14	12
до 300 °С	2	2	24-28	26
Келловей-I				
Плотность при 20 °С, г/см ³	8	17	0,845-0,883	0,878
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа·с	8	14	23,52-128,20	105,99
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа·с	8	14	7,23-29,60	24,45
Температура застывания, °С	8	14	(-33)-(-5)	-22
Содержание общей серы, % масс.	8	14	0,11-0,28	0,24
Содержание смол силикагелевых, масс.	8	14	2,26-9,32	6,37
Содержание асфальтенов, % масс.	5	6	0,00-1,50	0,49
Содержание парафинов, % масс.	8	15	0,00-10,67	3,21
Температура начала кипения, °С	7	12	183-235	211
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	2	3	0,5-1,5	1
до 250 °С	6	11	3-12	6
до 300 °С	7	12	17-23	20
Келловей-II				
Плотность при 20 °С, г/см ³	5	9	0,845-0,869	0,857
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа·с	3	7	24,10-49,06	37,7
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа·с	3	7	7,74-14,97	10,11
Температура застывания, °С	3	5	(-28)-(-5)	-10
Содержание общей серы, % масс.	5	8	0,08-0,31	0,18
Содержание смол силикагелевых, масс.	3	6	2,82-8,46	6,8
Содержание асфальтенов, % масс.	3	5	0,00-0,10	0,02
Содержание парафинов, % масс.	4	7	0,00-10,96	3,22
Температура начала кипения, °С	5	8	90-147	138
Выход фракций, % об.				
до 200 °С	4	6	7-20	10
до 250 °С	4	7	10-20	15
до 300 °С	5	8	23-41	32

Таблица 2.3.6 – Месторождение Октябрьское. Результат исследований товарной нефти

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Фактическое значение	Метод испытаний
1	Давление насыщенных паров	кПа	3,1	ГОСТ 1756 -2000
2	Плотность нефти при 15°C	кг/м ³	882,2	ГОСТ 3900-85
	Плотность нефти при 20°C	кг/м ³	878,8	ГОСТ 3900-85
3	Содержание воды	%	0,27	ГОСТ 2477 -14
4	Содержание механических примесей	%	Не обнаружено	ГОСТ 6370-18
5	Содержание хлористых солей	мг/дм ³	369,07	ГОСТ 21534-76
6	Содержание общей серы	%	0,27	СТ РК Р 51947-2010
7	Содержание сероводорода	млн ⁻¹ (ppm)	Не обнаружено	ГОСТ 33690-2015
8	Содержание метил-, и этил- меркаптанов	млн ⁻¹ (ppm)	Не обнаружено	ГОСТ 33690-2015
9	Содержание парафина	%	8,99	ГОСТ 11851-18
	Температура плавления	°C	49	
10	Температура застывания	°C	Минус 6	ГОСТ 20287-91
11	Вязкость кинематическая			СТ РК АСТМ Д 445-2011
	при 20 °C	мм ² /с (сСт)	125,64	
	при 50 °C	мм ² /с (сСт)	23,03	
12	Фракционный состав:			ГОСТ 2177-99
	Начало кипения	°C	204	
	200 °C	% об.		
	250 °C		8	
	300 °C		24	
13	Содержание хлорорганических соединений	мкг/г	Не обнаружено	СТ РК 1529-2006

Обозначение нефти - 1.3.3.0 СТ РК 1347-2005

2.3.3 Компонентный состав нефтяного газа

После выполнения отчёта [28] исследована устьевая проба попутного газа газа, отобранная с сепаратора.

Всего по состоянию на 01.05.2023 г. исследованы 16 проб нефтяного газа.

Результаты нового исследования устьевой пробы газа из скважины 116 от 19.07.2021г. горизонта келловей-II не учитываются, поскольку заметно отличаются от других по количеству гомологов метана (это связано со способом разгазирования пластовой нефти).

Все результаты исследований приведены в таблице 2.3.7, количество исследований, усреднённые составы – в таблице 2.3.8.

Горизонт неоком-I

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта неоком-I оценён по 1 пробе из скважины 110.

Содержание метана составляет 94,07 % мольн., этана – 1,89 % мольн., пропана – 0,24% мольн., бутанов – 0,24 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,27 % мольн., азота – 2,99 % мольн. Относительная плотность составляет 0,592 д.ед.

Горизонт неоком-II

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта неоком-II оценён по 1 пробе из скважины 102.

Таблица 2.3.7 - Месторождение Октябрьское. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.05.2023 г.

№№ п/п	№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Блок	Дата отбора	Компонентный состав, % мольн.													Относительная плотность газа	Исполнитель		
						Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан	Углекислый газ	Азот	Кислород				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
Неоком-I																						
1	110	711,0-718,0	Неоком-I	III	08.08.2014	94,07	1,89	0,24	0,07	0,11	0,13	0,05	0,12	0,07	-	0,27	2,99	-	0,592	ТОО НИИ КМГ		
Неоком-II																						
2	102	710,0-712,0	Неоком-II	II	2018	84,65	5,46	2,43	0,04	0,06	0,07	0,03	0,02	0,00	-	-	7,24	-	0,639	КазНИГРИ		
Келловей-I																						
3	101	835,0-845,0; 853,0-857; 858,0-861,0	Келловей-I	I	13.08.2006	93,66	4,35	0,57	0,04	0,06	0,19	0,01	0,09	0,03	-	отс.	1,00	-	0,594	ТОО НИИ КМГ		
4						93,54	4,44	0,45	0,12	0,07	0,16	0,03	0,19	0,07	-	отс.	0,93	-	0,598			
5	107	849,0-855,0			17.05.2007	87,37	6,48	0,60	0,07	0,10	0,04	0,01	0,04	-	-	0,96	4,33	-	0,624			
6	108	838,0-852,0			22.08.2009	92,03	3,67	0,52	0,05	0,13	0,19	0,10	0,28	0,29	0,05	0,43	2,26	-	0,617			
7	108	838,0-852,0			16.11.2011	94,04	3,48	0,87	0,02	0,04	0,09	0,00	0,06	0,01	-	0,07	1,32	-	0,591			
8						94,35	3,00	0,23	0,02	0,04	0,09	0,00	0,07	-	-	0,09	2,11	-	0,585			
9	108	838,0-852,0			16.06.2013	92,42	3,25	0,46	0,08	0,31	0,25	0,29	0,55	0,28	0,03	0,21	1,88	-	0,621			
10						93,56	3,37	0,35	0,04	0,11	0,15	0,08	0,21	0,12	0,01	0,11	1,90	-	0,598			
11	108	838,0-852,0			16.10.2014	86,10	5,70	0,62	0,17	0,22	0,31	0,17	0,54	0,28	0,06	0,93	4,90	-	0,654			
12	112	857,1-860,0			29.06.2022	88,16	4,70	1,53	0,25	0,78	0,17	0,20	0,09	0,18	0,02	0,55	3,37	-	0,641	ТОО Стратум КЭР		
Среднее значение по горизонту келловей-I						91,52	4,24	0,62	0,08	0,19	0,16	0,09	0,21	0,16	0,03	0,34	2,40	-	0,612			
Келловей-II																						
13	105а	918,0-925,0	Келловей-II	II	24.09.2012	93,72	3,02	0,42	0,03	0,06	0,07	0,01	0,18	0,28	-	0,44	1,74	-	0,600	ТОО НИИ КМГ		
14	105а	918,0-925,0			19.06.2013	92,69	5,12	0,76	0,11	0,11	0,13	0,04	0,24	0,14	0,01	0,08	0,57	-	0,606			
15						92,32	5,12	0,87	0,11	0,12	0,15	0,04	0,27	0,14	0,02	0,15	0,69	-	0,610			
16	116*	937,0-939,0; 939,5-941,0			19.07.2021	93,82	0,507	0,10	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,05	5,43	0,01	0,581	КазНИГРИ		
Среднее значение по горизонту келловей-II						92,91	4,42	0,68	0,08	0,10	0,12	0,03	0,23	0,19	0,02	0,22	1,00	-	0,605			
Примечание: * - отбракованная проба																						

Содержание метана составляет 84,65 % мольн., этана – 5,46 % мольн., пропана – 2,43 % мольн., бутанов – 0,13 % мольн., азота – 7,24 % мольн. Относительная плотность составляет 0,639 д.ед.

Горизонт келловей-I

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта келловей-I оценён по 10 пробам из скважин 101, 107, 108, 112.

Содержание метана составляет 91,52 % мольн., этана – 4,24 % мольн., пропана – 0,62 % мольн., бутанов – 0,27 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,34 % мольн., азота – 2,40 % мольн. Относительная плотность составляет 0,612 д.ед.

Горизонт келловей-II

Компонентный состав растворённого в нефти газа горизонта келловей-II оценён по 3 пробам из скважины 105а.

Содержание метана составляет 92,91 % мольн., этана – 4,42 % мольн., пропана – 0,68 % мольн., бутанов – 0,18 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,22 % мольн., азота – 1,00 % мольн. Относительная плотность составляет 0,605 д.ед.

Таблица 2.3.8– Месторождение Октябрьское. Компонентный состав нефтяного газа

Горизонт	Неоком-II	Неоком-II	Келловей-I	Келловей-II
Количество проб	1	1	10	3
Количество скважин	1	1	4	1
Содержание компонентов, % мольн.				
Метан	94,07	84,65	91,52	92,91
Этан	1,89	5,46	4,24	4,42
Пропан	0,24	2,43	0,62	0,68
и-Бутан	0,07	0,04	0,08	0,08
н-Бутан	0,11	0,06	0,19	0,10
и-Пентан	0,13	0,07	0,16	0,12
н-Пентан	0,05	0,03	0,09	0,03
Гексан	0,12	0,02	0,21	0,23
Гептан	0,07	0,00	0,16	0,19
Октан	-	-	0,03	0,02
Углекислый газ	0,27	-	0,34	0,22
Азот	2,99	7,24	2,40	1,00
Относительная плотность, д.ед.	0,592	0,639	0,612	0,605

Растворённый газ является «полусухим» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов.

В таблице 2.3.9 приведён компонентный состав и физико-химические свойства устьевой пробы попутного газа.

Таблица 2.3.9– Месторождение Октябрьское. Компонентный состав попутного газа

Проба	попутный газ
Место отбора	сепаратор
Дата отбора	17.03.2023
Содержание компонентов, % мольн.	
Сероводород	0,000
Кислород	0,004
Углекислый газ	0,007
Азот	2,000
Метан	94,894
Этан	2,651
Пропан	0,247
и-Бутан	0,019
н-Бутан	0,025
и-Пентан	0,058
н-Пентан	0,003
Гексан	0,009
Гептан	0,041
Октан	0,042
Нонан	0,000
Итого:	100,000
Свойства газа	
Плотность газа (расчётная), кг/м ³	0,702
Относительная плотность	0,582
Теплота сгорания, ккал/м ³	
низшая	8077,49
высшая	8958,03
Число Воббе, ккал/м ³	
низшая	10577,82
высшая	11730,93
Молекулярная масса, г/моль	16,84
Вязкость газа (расчётная), мПа*с	0,01
Фактор сжимаемости	0,998
Организация-исполнитель	КазНИГРИ

2.3.4 Компонентный состав свободного газа

По состоянию на 01.05.2023 г. компонентный состав свободного газа оценён по 2 устьевым пробам из скважин 2 и 111 продуктивного горизонта келловей-I блока IV. Проба из скважины 2 от 08.02.1970 г., которая ранее была отнесена к растворённому нефтяному газу, отбракована из-за неполного состава (сумма всех компонентов не составляет 100 %). Термодинамических исследований пластового газа не проводилось.

Газ из скважины 2 представляет газ газовой залежи, из скважины 111 – газ газовой шапки.

Результаты исследований приведены в таблице 2.3.10.

Содержание метана составляет 92,91 % мольн., этана – 2,17 % мольн., пропана – 0,12 % мольн., бутанов – 0,02 % мольн., компонентов группы C5+ – 0,01 % мольн., углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,22 % мольн., азота – 4,55 % мольн.,

кислорода – 0,003 % мольн., водород и сероводород – отсутствуют. Относительная плотность составляет 0,588 д.ед.

Таблица 2.3.10 - Месторождение Октябрьское. Компонентный состав свободного газа по состоянию изученности на 01.05.2023 г.

№ скв.	2*	2	111	Среднее значение по келловей-I
Место отбора	устье	устье	устье (газ. шапка)	
Горизонт	Келловей-I			
Блок	IV-1	IV-1	IV-2	
Интервал перфорации, м	925,0-932,0	925,0-932,0	914,0-916,0; 919,5-921,5; 924,5-925,5	
Дата отбора	08.02.1970	07.11.1970	26.04.2019	
Компонетный состав, % мольн.				
Водород	-	отс.	-	отс.
Кислород	-	-	0,003	0,003
Углекислый газ	0,40	0,41	0,03	0,22
Сероводород	-	-	отс.	отс.
Азот	3,70	3,84	5,26	4,55
Метан	89,92	93,26	92,56	92,91
Этан	2,29	2,38	1,96	2,17
Пропан	0,11	0,11	0,13	0,12
и-Бутан	-	сл.	0,02	0,01
н-Бутан	-	сл.	0,01	0,01
и-Пентан	-	отс.	0,00	0,00
н-Пентан	-	отс.	0,01	0,01
Гексан ₊	-	отс.	0,00	0,00
Относительная плотность, д.ед.	0,760	0,587	0,588	0,588

Свободный газ месторождения Октябрьское «сухой» с низким содержанием углеводородных компонентов.

2.3.5 Физико-химические свойства и состав воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Октябрьское находится в пределах западной части Прикаспийской системы артезианских бассейнов.

Месторождения расположено на двух контрактных территориях: ТОО «Светланд-Ойл» и ТОО «Сарайшык Petroleum».

По состоянию на 01.05.2023 г. для изучения свойств и состава воды месторождения Октябрьское, были отобраны и проанализированы 9 пробы из 8 скважин: 1, 12, 15, 100, 105А, 106, 111, 116, из них 8 пробы воды являются кондиционными, представляют собой пластовая вода, а по 1 пробе вода признана некондиционная так как отобрана вместе с нефтью. Учитывая, что анализ пробы из скважины 111 не отображает действительные характеристики пластовой воды, результаты исследования данной пробы в расчетах не использованы. Пластовые воды месторождения анализировались в лаборатории ТОО НИИ

«Каспиймунайгаз». Результаты анализа содержат данные по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также имеются результаты исследований по микрокомпонентному составу вод. Проба отмеченная в примечании «*» отбракованная из за существенных отклонений, в расчетах не участвует.

Анализы проб воды получены из меловых, юрских и триасовых отложений.

Водоносный комплекс меловых отложений

Меловой водоносный горизонт исследован по результатам анализов 2 проб, отобранных из скважин 1 и 111. Проба воды из скважины 1 (интервал 470-473 м) отобрана в 1969 году. Пробы воды из скважины 111 (интервал 736-742 м, 746-753 м) отобрана в 2018 году.

Воды меловых отложений по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация находится в диапазоне от 197,2-197,6 г/дм³, в среднем составляя 197,4 г/дм³, при плотности 1,155 г/см³. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 411,6 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$ - составляет 69103,3 мг/дм³; кальций Ca^{2+} - 4149,7 мг/дм³; магний Mg^{2+} - 2448,9 мг/дм³; хлорид Cl^{-} - составляет 119338,1 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} - 2166,5 мг/дм³; гидрокарбонаты HCO_3^{-} - составляет 166,3 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены.

Водоносный комплекс юрских отложений

Юрский водоносный горизонт изучен по 5 пробам из скважин: 15, 100, 105А, 106, 111 и 116, из них одна проба из скважины 111 (инт. 914-916 м, 919,5-921,5, 924,5-925,5 м) является не кондиционная. Проба воды из скважины 15 (интервал 1164-1170 м) отобрана в 1973 году, из скважины 100 (интервал 847,5-857 м) и 105А (интервал 918-925 м) отобраны в 2011-2012 годах, из скважины 111 (инт. 914-916 м, 919,5-921,5, 924,5-925,5 м) отобрана в 2019 году, из скважины 116 (интервал 937-939 м, 939,5-941 м) и 106 (интервал 878-890 м, с устья) отобраны в 2021-2022 годах.

Воды юрских отложений по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация находится в диапазоне от 172,4-210,6 г/дм³, в среднем составляя 190 г/дм³, при плотности 1,147 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,79 вода характеризуются слабокислые, с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 296,2 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов

и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 55687,3-82376 мг/дм³, в среднем составляя 70159,3 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 1403-4987 мг/дм³, в среднем составляя 2404,5 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 730-4322,9 мг/дм³, в среднем составляя 2111,3 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 107122,1-131887 мг/дм³, в среднем составляя 118346,6 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 17,4-476 мг/дм³, в среднем составляя 245,6 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 24-269,8 мг/дм³, в среднем составляя 158,7 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: железо, бром и иод. Содержание Fe- мг/дм³, (Br)- мг/дм³ и (I)- мг/дм³. Содержание Fe варьирует в диапазоне 0,196-0,282 мг/дм³, в среднем составляя 0,239 мг/дм³, Br находится в диапазоне 17,5-17,7 мг/дм³, в среднем составляя 17,6 мг/дм³, Br варьирует в диапазоне 15,6-16,1 мг/дм³, в среднем составляя 0,239 мг/дм³, а также присутствует механические примеси 0,020-0,050 мг/дм³, в среднем составляя 0,035 мг/дм³.

Водоносный комплекс триасовых отложений

Триасовый водоносный горизонт изучен по 1 пробе из скважины 12. Проба воды из скважины 12 (интервал 1457-1463 м) отобрана в 1969 году. Минерализация триасовых вод составляет 299,1 г/дм³, при плотности 1,152 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. По кислотнo-щелочным свойствам при pH<5,50 вода характеризуется очень кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 145,4 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - 111440 мг/дм³, Ca^{2+} - 848,6 мг/дм³, Mg^{2+} - 1236 мг/дм³, Cl^- - 184314,5 мг/дм³, SO_4^{2-} - 1187 мг/дм³, HCO_3^- - 73,2 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены.

Пробы воды мелового, юрского и триасового водоносных горизонтов по показателями физико-химических свойств проб, является характерным для пластовых вод.

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.05.2023г приводится в таблице 2.3.11. Состав и физико-химические свойства проб пластовой воды месторождения Октябрьское приведен в таблице 2.3.12.

Таблица 2.3.11 - Месторождение Октябрьское. Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.05.2023 г.

Содержание ионов, мг/дм³ и примесей, г/дм³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб			скв.	проб			скв.	проб		
	Неокомский горизонт				Средне юрский горизонт				Триасовый горизонт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cl ⁻	2	2	117969- 120707,2	119338,1	5	5	107122,1-131887	118346,6	1	1	184314,5	184314,5
SO ₄ ⁻⁻	2	2	14,9-4318	2166,5	5	5	17,4-476	245,6	1	1	1187	1187
HCO ₃ ⁻	2	2	164-168,6	166,3	5	5	24-296,8	158,7	1	1	73,2	73,2
Ca ⁺⁺	2	2	2035,4-6264	4149,7	5	5	1403-4987	2404,5	1	1	848,6	848,6
Mg ⁺⁺	2	2	1543,8-3354	2448,9	5	5	730-4322,9	2111,3	1	1	1236	1236
Na ⁺ + K ⁺	2	2	65109-73097,6	69103,3	5	5	55687,3-82376	70159,3	1	1	111440	111440
Общее содержание железа,	-	-	-	-	2	2	0,196-0,282	0,239	-	-	-	-
Тяжелые металлы:												
Барий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание:												
бора	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
йода	-	-	-	-	2	2	17,5-17,7	17,6	-	-	-	-
брома	-	-	-	-	2	2	15,6-16,1	15,8	-	-	-	-
Содержание:												
сероводорода	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание:												
Оксида кремний	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость	2	2	230,4-592,7	411,6	5	5	131-609,6	296,2	1	1	145,4	145,4
Суммарная минерализация	2	2	197,2-197,6	197,4	5	5	172,4-210,6	189,9	1	1	299,1	299,1
Тип воды	2	2	ХК	ХК	5	5	ХК	ХК	1	1	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм3	-	-	-	-	5	5	0,020-0,050	0,035	-	-	-	-
рН	-	-	-	-	5	5	6-7,50	6,79	1	1	5,5	5,5

Таблица 2.3.12 – Месторождение Октябрьское. Состав и физико-химические свойства проб пластовой воды.

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Плотность воды, при 20°С, г/см ³	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Fe J	Br	Мех. примеси, мг/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Меловой горизонт															
<u>1</u> K ₁	<u>12.04.1969</u> 470-473	1,152	-	<u>65109</u> 2830,8	<u>6264</u> 313,2	<u>3354</u> 279,5	<u>117969</u> 3323,1	<u>4318</u> 89,2	<u>164</u> 2,7	-	-	-	197,2	592,7	ХК
<u>111</u> K ₁	<u>20.12.2018</u> 736-742 746-753	1,157	-	<u>73097,6</u> 3178,16	<u>2035,4</u> 101,8	<u>1543,8</u> 128,7	<u>120707,2</u> 3400,2	<u>14,9</u> 0,31	<u>168,6</u> 2,76	-	-	-	197,2	230,4	ХК
Среднее значение		1,155	-	<u>69103,3</u> <u>3004,5</u>	<u>4149,7</u> <u>207,5</u>	<u>2448,9</u> <u>204,1</u>	<u>119338,1</u> <u>3361,7</u>	<u>2166,5</u> <u>44,8</u>	<u>166,3</u> <u>2,73</u>	-	-	-	197,4	411,6	ХК
Юрский горизонт															
<u>15</u> J	<u>17.05.1973</u> 1164-1170	1,180	-	<u>82376</u> 3581,6	<u>1727</u> 86,4	<u>750</u> 62,5	<u>131887</u> 3715,1	<u>476</u> 9,8	<u>24</u> 0,4	-	-	-	200	148,9	ХК
<u>100</u> J	<u>16.11.2011</u> 847,5-857	1,138	6,75	<u>75576</u> 3286	<u>2204</u> 110,2	<u>3162</u> 263,5	<u>129560</u> 3652,4	-	<u>134</u> 2,2	-	-	-	210,6	373,7	ХК
<u>105A</u> J	<u>02.11.2012</u> 918-925	1,125	6,90	<u>70250</u> 3054,3	<u>1403</u> 70,2	<u>730</u> 60,8	<u>112513</u> 3169,4	<u>470</u> 9,7	<u>98</u> 1,61	-	-	-	185,5	131	ХК
<u>106</u> J	<u>11.02.2022</u> 878-890 (устье)	-	7,5	<u>55687,3</u> 2421,2	<u>4987</u> 249,4	<u>4322,9</u> 360,2	<u>107122,1</u> 3017,5	<u>19,1</u> 0,39	<u>269,8</u> 4,42	<u>0,282</u> 17,5	15,6	0,05	172,4	609,6	ХК
<u>111*</u> J	<u>27.03.2019</u> 914-916 919,5-921,5 924,5-925,5	1,127	-	<u>59863,7</u> 2602,8	<u>2359,9</u> 118	<u>954,7</u> 79,6	<u>99144,4</u> 2792,8	<u>7,3</u> 0,15	<u>200,3</u> 3,28	<u>0,7</u> 13,5	<u>11,12</u> -	-	162,5	197,6	ХК
<u>116</u> J	<u>17.03.2021</u> 937-939 939,5-941	1,143	6,0	<u>66907,3</u> 2909,01	<u>1701,4</u> 85,1	<u>1591,5</u> 132,6	<u>110650,8</u> 3116,9	<u>17,4</u> 0,36	<u>267,5</u> 4,39	<u>0,196</u> 17,73	16,5	0,02	181,1	217,7	ХК
Среднее значение		1,147	6,79	<u>70159,3</u> <u>3050,4</u>	<u>2404,5</u> <u>120,3</u>	<u>2111,3</u> <u>175,9</u>	<u>118346,6</u> <u>3334,3</u>	<u>245,6</u> <u>5,1</u>	<u>158,7</u> <u>2,6</u>	<u>0,239</u> <u>17,62</u>	15,8	0,035	190	296,2	ХК

Примечание: (*) - отбракована, в расчетах не участвует.

Продолжение таблицы 2.3.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	16	17	18
<i>Триасовый горизонт</i>															
<u>12</u> Т	<u>12.04.1969</u> 1457-1463	1,152	5,50	<u>111440</u> 4845,2	<u>848,6</u> 42,4	<u>1236</u> 103	<u>184314,5</u> 5192	<u>1187</u> 24,5	<u>73,2</u> 1,2	= -	= -	-	299,1	145,4	ХК
<i>Среднее значение</i>		<i>1,166</i>	<i>5,50</i>	<u><i>96908</i></u> <u><i>4213,4</i></u>	<u><i>1287,8</i></u> <u><i>64,4</i></u>	<u><i>993</i></u> <u><i>82,8</i></u>	<u><i>158100,8</i></u> <u><i>4453,6</i></u>	<u><i>831,5</i></u> <u><i>17,2</i></u>	<u><i>48,6</i></u> <u><i>0,8</i></u>	= -	= -	-	<i>258,2</i>	<i>147,2</i>	<i>ХК</i>

Примечание: (*) - не кондиционные пробы, отбракованы, в расчетах не участвуют.

Выводы:

Резюмируя результаты исследования пластовых вод месторождения Октябрьское можно сделать следующие выводы: на месторождении выполнены исследований проб воды из скважин меловых, юрских и триасовых отложений. По состоянию на 01.05.2023 г. на месторождении Октябрьское, для изучения свойств и состава пластовых вод были отобраны и проанализированы 9 пробы из 8 скважин: 1, 12, 15, 100, 105А, 106, 111, 116, из них 8 пробы воды являются кондиционными. По условиям отбора проб и по результатам исследования, данные по одной пробе признана не кондиционная (отобрана вместе с нефтью). Изученные пробы имеют общую минерализацию от 172,4 до 299,1 г/дм³. Вода относится к крепким хлоркальциевым рассолам. В целом вода жесткая, кислая. В неокомских и триасовых горизонтах отмечается высокое содержание сульфатов. Состав пластовых вод со скважин месторождения изучен хорошо, микрокомпонентный состав вод не изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

Рекомендации:

Рекомендуется продолжить комплексные исследования состава пластовых вод. Комплекс исследований должен включать в себя определение общего компонентного состава, замера плотности, вязкости, рН среды, определения микрокомпонентов, таких как, йод, бром, барий, стронций, бор, литий и др., определения растворенных газов (двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, нефтяных газов). Для ежегодного прослеживания изменения свойств пластовых вод, продолжить исследования проб воды из всех скважин с определением всех параметров и микрокомпонентов, это позволит проследить степень изменения состава вод.

В дальнейшем при введении в эксплуатацию других новых скважин, возобновить изучение полного компонентного состава пластовых вод. Периодичность таких исследований должна составлять ежеквартально (на экспресс-анализ), а в скважинах с начальными признаками обводнения - ежемесячно (на полный анализ).

Рекомендуется периодически проводить исследования в испытательных лабораториях, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

2.4 Физико-гидродинамические характеристики по керну

На месторождении Октябрьское из физико-гидродинамических характеристик определены кривые капиллярного давления (ККД) и оценена остаточная водонасыщенность ($S_{во}$), выполнены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой ($K_{выт}$), определены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды. Дополнительно, к перечисленным характеристикам, в разделе представлены зависимости проницаемости пород для газа ($K_{пр}$) от пористости (K_p).

Зависимость проницаемости от пористости

Зависимости $K_{пр}=f(K_p)$ для пород горизонтов (рис.2.4.1) приняты в целом для отложений неомских и келловейских горизонтов:

$$\text{неомские горизонты: } K_{пр} = 0,0141 \times e^{27,074 K_p} \quad (R^2=0,85) \quad (2.4.1)$$

$$\text{келловейские горизонты: } K_{пр} = 0,0021 \times e^{38,175 \times K_p} \quad (R^2=0,64). \quad (2.4.2)$$

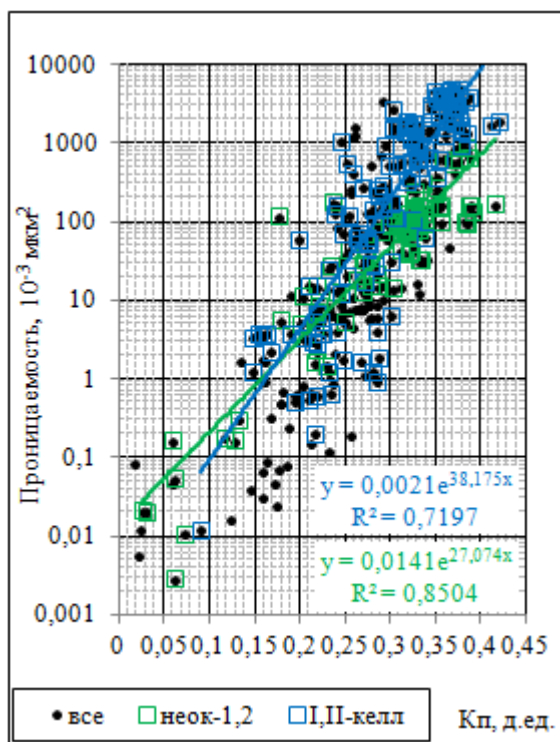
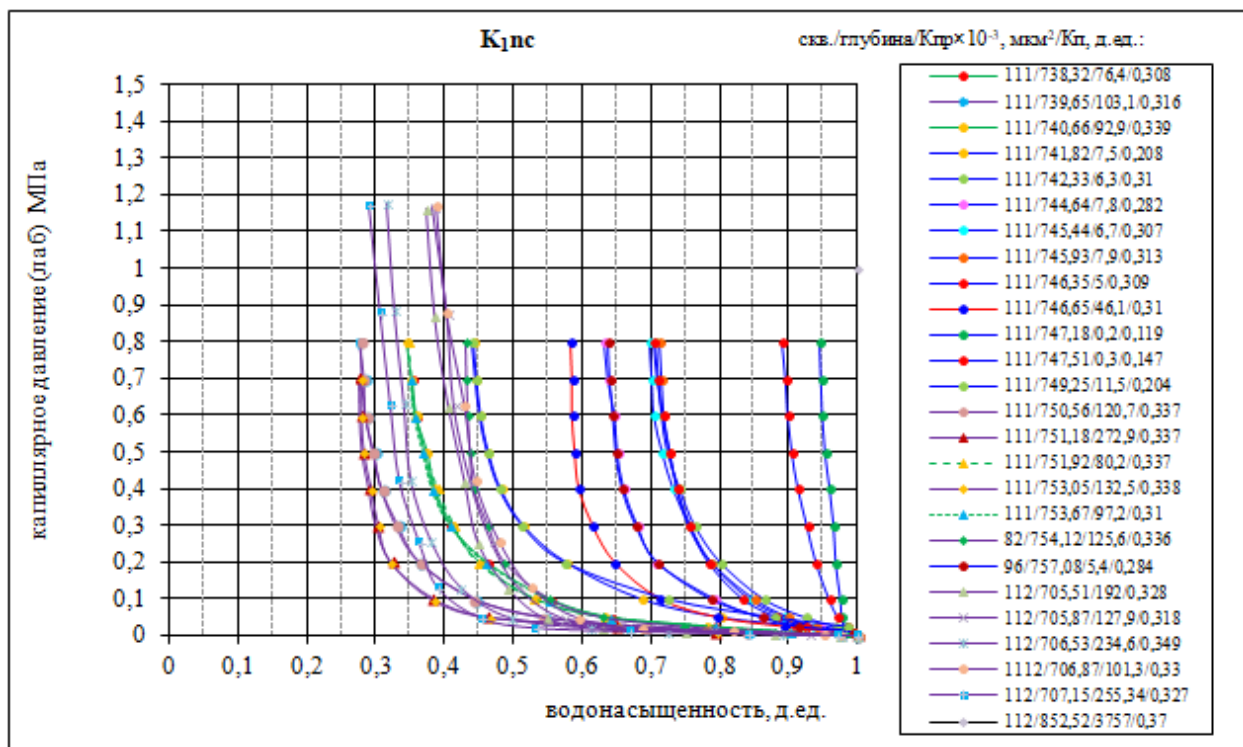


Рис.2.4.1- Зависимость проницаемости от пористости

Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность

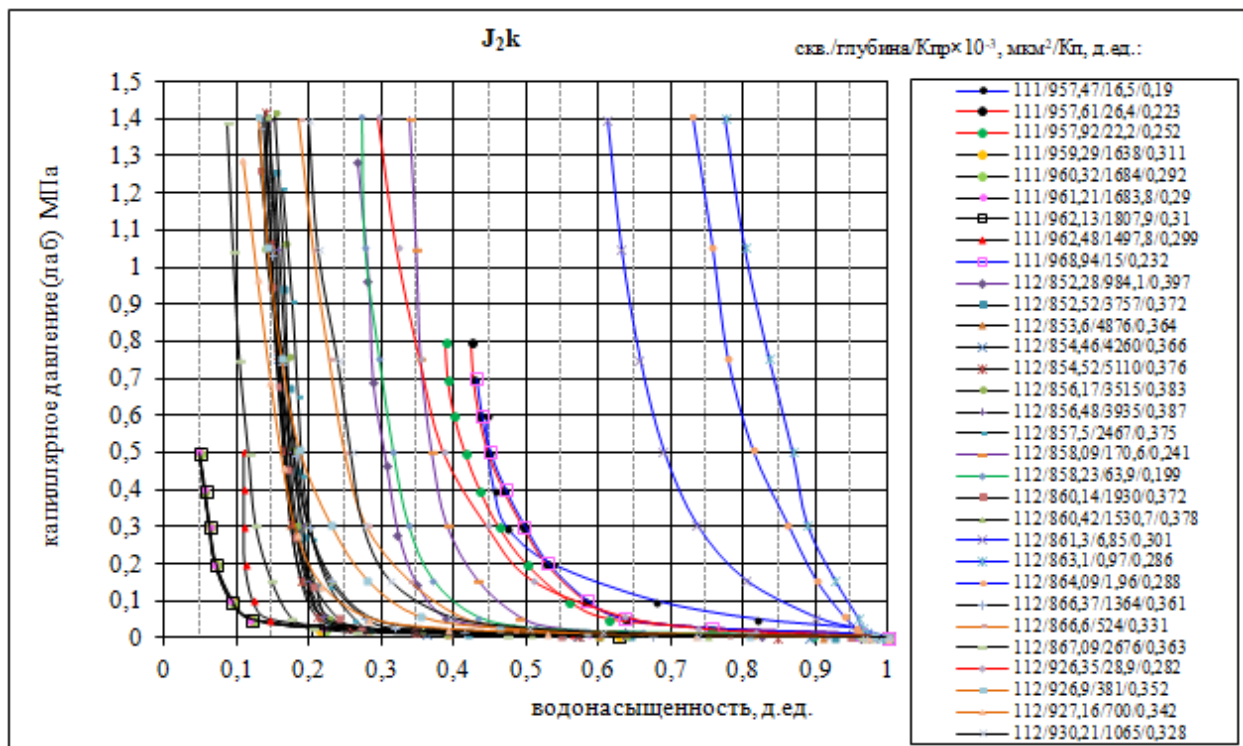
Кривые капиллярного давления (ККД) определены методом капиллярметрии (полупроницаемой мембраны) по 30 образцам пород из скважины 111 ($P_k^{\max}=0,8$ МПа) и методом центрифугирования по 30 образцам пород из скважины 112 ($P_k^{\max}=1,4$ МПа).

Вид ККД представлен по диапазонам $K_{пр}$ (рис.2.4.2 и 2.4.3).



Цвет кривых по $K_{пр}$, 10^{-3} мкм²: синий <20; красный 20-50; зеленый 50-100; фиолетовый 100-300; оранжевый 300-800; черный >800;

Рис. 2.4.2 – Кривые капиллярного давления для пород из отложений неокотских горизонтов



Цвет кривых по $K_{пр}$, 10^{-3} мкм²: синий <20; красный 20-50; зеленый 50-100; фиолетовый 100-300; оранжевый 300-800; черный >800;

Рис. 2.4.3 – Кривые капиллярного давления для пород из отложений келловейских горизонтов

За величину остаточной водонасыщенности ($S_{во}$) принято значение водонасыщенности, достигнутое при $P_k^{max}=0,8$ МПа (скв.111) и 1,2 МПа (скв.112). Для

некоторых образцов с высокими ФЕС – $K_{\text{п}}=(0,29-0,311)$ д.ед. и $K_{\text{пр}}=(1498-1808)\times 10^{-3}$ мкм² $S_{\text{во}}$ достигнуто при $P_{\text{к}}^{\text{max}}=0,5$ МПа (скв.111).

По результатам исследований, соотношения $S_{\text{во}}=f(K_{\text{пр}})$ и $S_{\text{во}}=f(K_{\text{п}})$ имеют вид (рис.2.4.4):

для отложений неокома:

$$S_{\text{во}}=1,0312 \times K_{\text{пр}}^{-0,224} \quad (R^2=0,82), \quad (2.4.3)$$

$$S_{\text{во}}=-1,86 \times \ln(K_{\text{п}})-1,677 \quad (R^2=0,40); \quad (2.4.4)$$

для отложений келловей:

$$S_{\text{во}}=0,8299 \times K_{\text{пр}}^{-0,256} \quad (R^2=0,69), \quad (2.4.5)$$

$$S_{\text{во}}=-0,3981 \times \ln(K_{\text{п}})-0,2719 \quad (R^2=0,49). \quad (2.4.6)$$

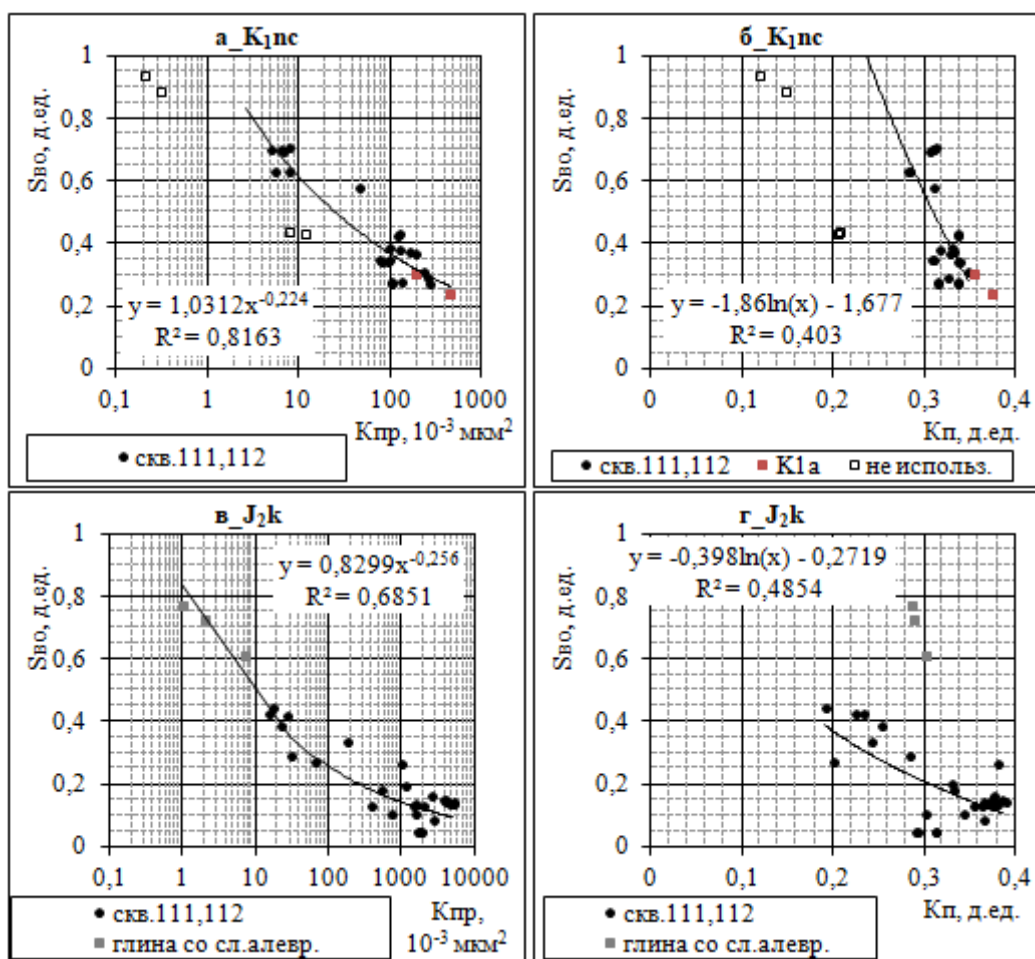


Рис. 2.4.4 – Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости (а) и пористости (б) для образцов пород из отложений $K_{\text{пнс}}$ и J_2k

$S_{\text{во}}$ для пород из отложений неокома с $K_{\text{пр}}=(0,2 \text{ и } 0,3)\times 10^{-3}$ мкм² и $K_{\text{п}}=(0,119 \text{ и } 0,147)$ д.ед. составляет (0,891-0,944) д.ед. Для пород $K_{\text{пр}}=(5-273)\times 10^{-3}$ мкм² и $K_{\text{п}}=(0,204-0,349)$ д.ед. составляет (0,277-0,711) д.ед. (без учета 2 образцов).

Для образцов пород из отложений келловей, имеющих высокие ФЕС ($K_{\text{пр}}=(15-5110)\times 10^{-3}$ мкм², $K_{\text{п}}=(0,19-0,387)$ д.ед.), значение $S_{\text{во}}$ изменяется от 0,049 до 0,447 д.ед. Для 3

образцов глин со слоями алевролита, неиспользованных при обосновании зависимостей, $S_{во}$ составляет (0,612-0,775) д.ед.

Остаточная нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой, относительная фазовая проницаемость для нефти и воды

По керну из скважины 111 определены коэффициент вытеснения нефти водой ($K_{выт}$), относительная фазовая проницаемость (ОФП) для нефти и воды, остаточная нефтенасыщенность ($S_{но}$) и проницаемость по воде ($K_{пр}^B$) (1). До проведения экспериментов для отобранных образцов определены пористость методом насыщения жидкостью, объемная плотность, проницаемость для газа, проницаемость для воды. Остаточная водонасыщенность моделировалась методом капиллярной вытяжки, и образцы донасыщались моделью нефти, после чего образцы выдерживались при принятых температуре и давлении в течение 16 часов.

Эксперименты по определению $K_{выт}$ выполнены методом вытеснения нефти водой при постоянном расходе воды до полного обводнения.

Определение ОФП для нефти и воды выполнено методом стационарной фильтрации (использовано 7 режимов фильтрации) на тех же образцах, что и $K_{выт}$, после экстракции, сушки и последующего насыщения моделью пластовой воды. Остаточная водонасыщенность также моделировалась методом капиллярной вытяжки. Каждый режим фильтрации заканчивался при отсутствии нефти в потоке флюидов. Для каждого режима определялись насыщенности нефтью и водой, фазовые проницаемости для нефти $K_{пр}^H(S_v)$ и для воды $K_{пр}^B(S_n)$.

Определение ОФП выполнено на 4 моделях пласта для образцов пород из отложений продуктивного горизонта неоком-2.

По керну из скважины 112 также определены $K_{выт}$, ОФП для нефти и воды, $S_{но}$ (2). Фильтрационные исследования проводились на специализированном оборудовании RPS-700 и BRP-350 компании Vinci Technologies (Франция) при использовании специально подготовленных пластовых флюидов. Исследуемые водонасыщенные образцы помещались в кернодержатель и создавались условия пласта, вода вытеснялась нефтью до создания $S_{во}$ и $S_{начальной}$, затем образцы выдерживались в термобарических условиях пласта в течение суток.

При определении $K_{выт}$ выполнялась фильтрация закачиваемой воды до полного обводнения потока, выходящего из образца, но не менее 5 поровых объемов. Определение количества вышедшей нефти из образца определялось методом фотоколориметрии.

Определение ОФП проводилось на семи режимах совместной стационарной фильтрации. Каждый режим фильтрации заканчивался при отсутствии нефти в потоке флюидов. Для каждого режима определялись насыщенности нефтью и водой, фазовые проницаемости для нефти $K_{пр}^H(S_v)$ и для воды $K_{пр}^B(S_n)$.

Результаты экспериментов представлены в таблице 2.4.1, условия проведения экспериментов показаны в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.1 – Месторождение Октябрьское. Результаты экспериментов по вытеснению нефти водой

Скважина	Глубина, м	№ образца	Отложения	$K_{пр}$ для газа, 10^{-3} мкм^2 Р=2,75 МПа	$K_{пр}$ для воды, 10^{-3} мкм^2	$K_{п}$, д.ед.	$S_{во}$, д.ед.	$K_{пр}^H (S_{во})$, 10^{-3} мкм^2	$S_{но}$, д.ед.	$K_{пр}^B (S_{но})$, 10^{-3} мкм^2	$K_{выт}$, д.ед.	$K_{W} = K_{пр}^B (S_{но}) / K_{пр}^H (S_{во})$	Вид эксперимента
111	750,23	61	K_{1nc}	902,0	598,7	0,385	0,283	379,9	0,247	61,02	0,655	0,161	ОФП и $K_{выт}$
111	750,91	65	K_{1nc}	322,1	206,9	0,336	0,300	115,8	0,264	16,31	0,623	0,141	ОФП и $K_{выт}$
111	752,12	71	K_{1nc}	134,8	84,4	0,324	0,315	45,47	0,270	4,99	0,606	0,109	ОФП и $K_{выт}$
	753,2	77	K_{1nc}										
111	749,4	57	K_{1nc}	44,0	25,9	0,254	0,355	14,29	0,292	1,59	0,547	0,111	ОФП и $K_{выт}$
112	705,33	4	K_{1nc}	177,7		0,307	0,258		0,459		0,381		$K_{выт}$
112	706,2	7	K_{1nc}	129,2		0,321	0,268		0,459		0,373		$K_{выт}$
112	852,05	15	J_2k	3976,9		0,359	0,116		0,36		0,593		$K_{выт}$
112	855,05	24	J_2k	4065,3		0,351	0,115		0,356		0,598		$K_{выт}$
112	856,83	30	J_2k	3149,3		0,374	0,121		0,363		0,587		$K_{выт}$
112	850,9	12	J_2k	3248,7		0,345	0,116	917,5	0,367	174,05	0,585	0,190	ОФП
112	855,87	27	J_2k	2998,45		0,372	0,109	868,5	0,378	132,8	0,576	0,153	ОФП
112	859,84	39	J_2k	391,3		0,323	0,272	32,2	0,437	3,5	0,400	0,109	ОФП
112	866,18	47	J_2k	856,2		0,339	0,188	159,4	0,386	23,6	0,525	0,148	ОФП
112	866,85	50	J_2k	2434,5		0,353	0,149	572,8	0,381	111,1	0,552	0,194	ОФП

Таблица 2.4.2 – Месторождение Октябрьское. Условия проведения фильтрационных исследований

Параметр	Скв.111	Скв.112 J_2k	Скв.112 K_{1nc}
Давление гидрообжима кернодержателя, МПа	15,0	19	19,9
Противодавление на выходе кернодержателя, МПа	4,7	9	7,9
Температура, °C	32,4	43	40,8
Минерализация пластовой воды, г/л	197	204	без опред.
Вязкость пластовой нефти, μ_n , мПа·с	15,45	24,2	22,4
Вязкость пластовой воды, μ_v , мПа·с	1,01	0,915	без опред.

Сопоставление $K_{пр}$ с $K_{пр}^B$, $K_{пр}^H(S_{во})$, $K_{пр}^B(S_{но})$, а также соотношения $K_{пр}-S_{но}$, $K_{пр}-K_{выт}$ для исследованных образцов представлено на рисунке 2.4.5.

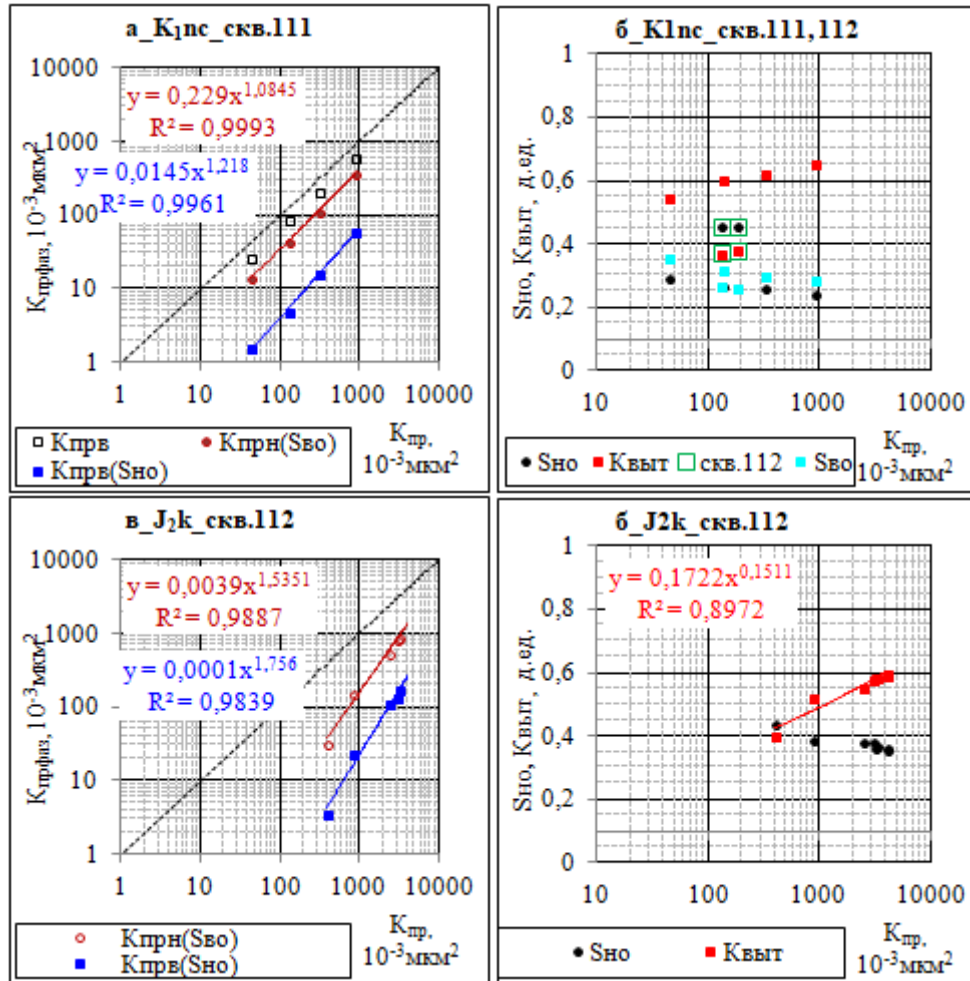


Рис.2.4.5 –Сопоставление фазовых проницаемостей (а,в), остаточной нефте-насыщенности, коэффициента вытеснения (б,г) и проницаемости пород для газа

По этим данным определено:

для отложений K_{1nc} по результатам 4 экспериментов (скв.111) для пород с $K_{пр}=(44,0-902) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$

$$K_{прв}(S_{во}) = 0,229 \times K_{пр}^{1,0845} \quad (R^2=0,99), \quad (2.4.7)$$

$$K_{прв}(S_{но}) = 0,0145 \times K_{пр}^{1,218} \quad (R^2=0,99); \quad (2.4.8)$$

для отложений J_{2k} по результатам 5 экспериментов (скв.112) для пород с $K_{пр}=(391-3249) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$

$$K_{прв}(S_{во}) = 0,0039 \times K_{пр}^{1,5351} \quad (R^2=0,99), \quad (2.4.9)$$

$$K_{прв}(S_{но}) = 0,0001 \times K_{пр}^{1,756} \quad (R^2=0,98). \quad (2.4.10)$$

Для отложений K_{1nc} по результатам 4 экспериментов (скв.111) для пород с $K_{пр}=(44,0-902) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ получено, что $K_{пр}^B$ составляет $(25,9-598,7) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{пр}^H(S_{во})$ – $(14,3-$

$379,9) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{\text{пр}}^B(S_{\text{но}}) - (1,6-61,0) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Относительная проницаемость для воды в конечной точке (k_w) составляет в среднем 0,130 (0,109-0,161) д.ед. от $K_{\text{пр}}^H(S_{\text{во}})$, среднее значение $S_{\text{но}}$ составляет 0,268 (0,247-0,292) д.ед., $K_{\text{выт}} - 0,608$ (0,547-0,655) д.ед.

По результатам 2 экспериментов (скв.112) для пород с $K_{\text{пр}}=(129-178) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ определено, при $S_{\text{во}}$, близкой к моделированной по образцам из скважины 111, что среднее значение $S_{\text{но}}$ составляет 0,459 д.ед., $K_{\text{выт}} - 0,377$ д.ед., что значительно отличается от результатов, определенных по керну из скважины 111.

Для отложений J_2k по результатам 5 экспериментов (скв.112) для пород с $K_{\text{пр}}=(391-3249) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ получено, что $K_{\text{пр}}^H(S_{\text{во}})$ составляет $(32-918) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$; $K_{\text{пр}}^B(S_{\text{но}}) - (3,5-174) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Относительная проницаемость для воды в конечной точке k_w составляет в среднем 0,159 (0,109-0,194) д.ед. от $K_{\text{пр}}^H(S_{\text{во}})$, среднее значение $S_{\text{но}}$ составляет 0,39 (0,367-0,437) д.ед., $K_{\text{выт}} - 0,527$ (0,40-0,585) д.ед.

Кривые ОФП, полученные по образцам пород из неокотских отложений (рис.2.4.6а), показывают, что увеличение водонасыщенности примерно на 0,1 д.ед. (от $S_{\text{во}}$) приводит к снижению ОФП для нефти до 0,5 (от $K_{\text{пр}}^H(S_{\text{во}})$). При равных насыщенностях нефтью и водой ОФП для нефти составляет около 0,2, ОФП для воды – 0,01-0,02; при ОФП для нефти, приближающейся к 0, ОФП для воды изменяется от 0,10 до 0,16. Вид кривых ОФП характерен для гидрофильных пород.

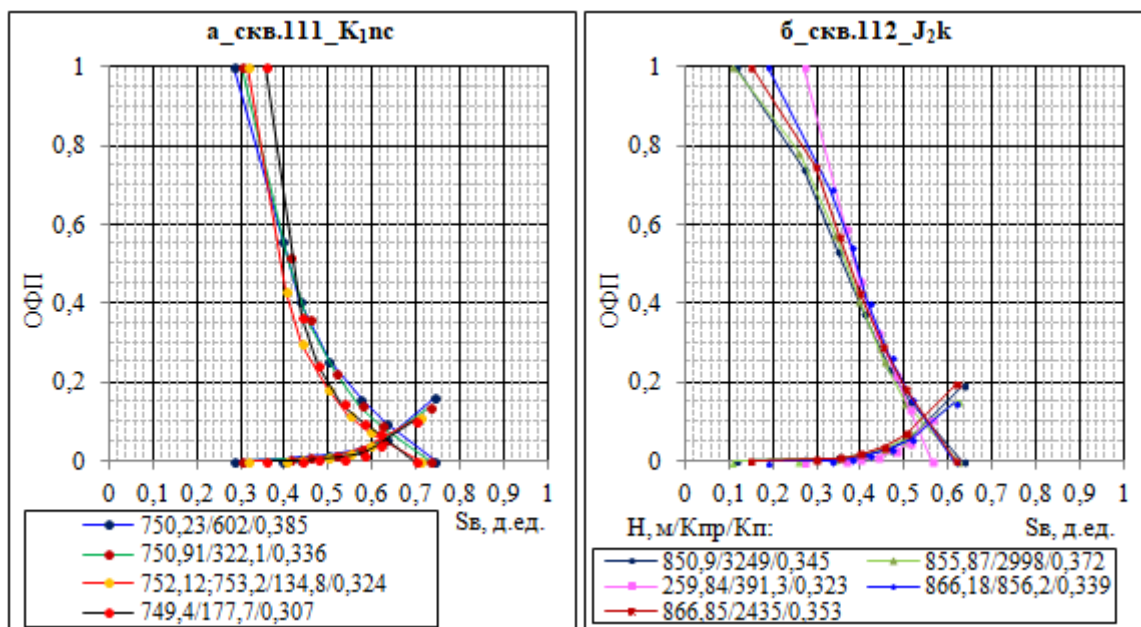


Рис.2.4.6 –Кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды

Кривые ОФП, полученные по образцам пород из келловейских отложений (рис.2.4.6б), показывают, что увеличение водонасыщенности приводит к более плавному снижению ОФП для нефти: k_o составляет около 0,5 от $K_{\text{пр}}^H(S_{\text{во}})$ при увеличении

водонасыщенности на 0,15-0,25 д.ед. При равных насыщенностях нефтью и водой ОФП для нефти составляет около 0,2, ОФП для воды составляет около 0,05; при ОФП для нефти, приближающейся к 0, ОФП для воды изменяется от 0,11 до 0,194. Вид кривых ОФП характерен для гидрофильных пород.

Таким образом, на месторождении Октябрьское по керну из скважин 111 и 112 определены кривые капиллярного давления и оценена остаточная водонасыщенность, выполнены эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водой, определены кривые относительной фазовой проницаемости для нефти и воды (табл.2.4.3).

Таблица 2.4.3- Месторождение Октябрьское. Вид и количество исследований, выполненных по керну

Вид исследования	K _{1a}	K _{1nc}	J _{2k}
Определение ККД и S _{во} , образец	0/2	27/6	31/22
Определение коэффициента вытеснения нефти водой, образец	0/0	6/2	0/3
Определение ОФП для нефти и воды, образец	0/0	4/0	0/5

По результатам исследования получены для неокомских и келлвейских горизонтов:

зависимости $S_{во}=f(K_{пр})$ и $S_{во}=f(K_{п})$;

соотношения $K_{прн}(S_{во})-K_{пр}$, $K_{прв}(S_{но})-K_{пр}$, оценена величина $S_{но}$, $K_{выт}$;

кривые ОФП.

2.5 Запасы нефти и газа

Впервые запасы на месторождении Октябрьское были оценены по данным 16 поисково-разведочных скважин на 01.01.1975 г. и составили: геологические запасы нефти по категории C_1 – 635 тыс.т, извлекаемые – 317 тыс.т, запасы свободного газа – 24,3 млн.м³ (Протокол ЦКЗ от 26.03.1975 г.).

По состоянию на 01.01.2003 г. был выполнен отчет по Подсчету запасов нефти и газа по данным бурения 20 скважин. Запасы нефти и газа подсчитаны по 4 горизонтам: аптскому, неокомскому, I и II келловейским и утверждены ГКЗ РК согласно протоколу №325-04-У от 12 июля 2004 г. Начальные геологические запасы нефти по категории C_1 составили 1309,3 тыс.т, извлекаемые – 411,1 тыс.т, по категории C_2 – 626,3 тыс.т, извлекаемые – 175,4 тыс.т, запасы свободного газа по категории C_1 составили 43,6 млн.м³, по категории C_2 – 11,4 млн.м³.

В 2015 году ТОО «Timal Consulting Group» был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.2015 г.» на основе 27 скважин (Протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015 г.). Подсчитанные запасы углеводородов составили:

нефти:

по категории C_1 : геологические – 1232 тыс.т, извлекаемые – 453 тыс.т;

по категории C_2 : геологические – 614 тыс.т, извлекаемые – 148 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 14,6 млн.м³, извлекаемые – 5,5 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 7,1 млн.м³, извлекаемые – 1,7 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 42,1 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 14,3 млн.м³

В том числе в пределах горного отвода ТОО «Светланд-Ойл».

нефти:

по категории C_1 : геологические – 729 тыс.т, извлекаемые – 293 тыс.т;

по категории C_2 : геологические – 71 тыс.т, извлекаемые – 14 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 8,8 млн.м³, извлекаемые – 3,6 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 0,8 млн.м³, извлекаемые – 0,1 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 2,1 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 1,9 млн.м³.

В 2017 году выполнен Прирост запасов нефти и газа за счет расширения горного отвода, согласно выполненного отчета «Перераспределение запасов нефти и газа месторождение Октябрьское в пределах горного отвода № 261 Д-УВС от 16.11.2016 года» выполненный ТОО «Timal Consulting Group» (Протокол №1809-17-У).

На основе полученных данных с общим фондом пробуренных скважин в размере 32 ед. по состоянию на 02.01.2019 г. ТОО «Timal Consulting Group» был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское» (Протоколом ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019 г). Запасы составили:

нефти:

по категории В: геологические – 479,1 тыс.т, извлекаемые – 227,7 тыс.т;

по категории C_1 : геологические – 518,5 тыс.т, извлекаемые – 202,3 тыс.т;

по категории C_2 : геологические – 350,1 тыс.т, извлекаемые – 98,4 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 6 млн.м³, извлекаемые – 2,9 млн.м³;

по категории C_1 : геологические – 6 млн.м³, извлекаемые – 2,4 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 4,1 млн.м³, извлекаемые – 1,2 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 14,5 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 6,1 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»:

нефти:

по категории В: геологические – 460,7 тыс.т, извлекаемые – 220,8 тыс.т;

по категории C_1 : геологические – 327,8 тыс.т, извлекаемые – 125,6 тыс.т;

по категории C_2 : геологические – 159,7 тыс.т, извлекаемые – 36 тыс.т;

растворенного в нефти газа:

по категории C_1 : геологические – 5,8 млн.м³, извлекаемые – 2,8 млн.м³;

по категории C_1 : геологические – 3,8 млн.м³, извлекаемые – 1,5 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 1,8 млн.м³, извлекаемые – 0,4 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 2,5 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 3,2 млн.м³.

В 2022 г. за пределами Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» (ранее свободная территория) на основании Контракта на разведку №5018-УВС от 19.01.2022 г. и

геологического отвода от 09.12.2021 г. Рег.№472РД-УВ право недропользования получила компания ТОО «Сарайшык Petroleum». Таким образом, запасы месторождения Октябрьское, расположенные за Горным отводом ТОО «Светланд-Ойл», расположены на Контрактной территории ТОО «Сарайшык Petroleum».

На результатах проведенного объема геолого-геофизических исследований на месторождении Октябрьское в 2023 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Октябрьское» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.2023 г.). Подсчитанные запасы углеводородов по состоянию изученности на 02.01.2023 г. составили:

нефти:

по категории А: геологические – 524,1 тыс.т, извлекаемые – 298,2 тыс.т.;

по категории В: геологические – 232,6 тыс.т, извлекаемые – 89,5 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 576,3 тыс.т, извлекаемые – 213,6 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 280,8 тыс.т, извлекаемые – 103,0 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 6,68 млн.м³, извлекаемые – 3,80 млн.м³;

по категории В: геологические – 2,66 млн.м³, извлекаемые – 1,06 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 6,45 млн.м³, извлекаемые – 2,44 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 3,33 млн.м³, извлекаемые – 1,22 млн.м³;

свободного газа:

по категории С₁: геологические – 5,46 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 6,09 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»:

нефти:

по категории А: геологические – 513,4 тыс.т, извлекаемые – 292,1 тыс.т.;

по категории В: геологические – 170,1 тыс.т, извлекаемые – 68,0 тыс.т.;

по категории С₁: геологические – 284,5 тыс.т, извлекаемые – 106,4 тыс.т.;

по категории С₂: геологические – 125,4 тыс.т, извлекаемые – 42,1 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 6,54 млн.м³, извлекаемые – 3,72 млн.м³;

по категории В: геологические – 1,97 млн.м³, извлекаемые – 0,81 млн.м³;

по категории С₁: геологические – 3,18 млн.м³, извлекаемые – 1,21 млн.м³;

по категории С₂: геологические – 1,44 млн.м³, извлекаемые – 0,48 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 0,70 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 3,50 млн.м³.

В том числе в пределах Контрактной территории ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»:

нефти:

по категории А: геологические – 10,7 тыс.т., извлекаемые – 6,1 тыс.т.;

по категории В: геологические – 62,5 тыс.т.; извлекаемые – 21,5 тыс.т.;

по категории C_1 : геологические – 291,8 тыс.т.; извлекаемые – 107,2 тыс.т.;

по категории C_2 : геологические – 155,4 тыс.т.; извлекаемые – 60,9 тыс.т.;

растворенного в нефти газа:

по категории А: геологические – 0,14 млн.м³, извлекаемые – 0,08 млн.м³;

по категории В: геологические – 0,69 млн.м³; извлекаемые – 0,25 млн.м³;

по категории C_1 : геологические – 3,27 млн.м³; извлекаемые – 1,23 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 1,89 млн.м³; извлекаемые – 0,74 млн.м³;

свободного газа:

по категории C_1 : геологические – 4,76 млн.м³;

по категории C_2 : геологические – 2,59 млн.м³.

В таблицах 2.5.1-2.5.3 приведены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов по месторождению Октябрьское.

Соотношение начальных геологических запасов нефти промышленных категорий А+В+ C_1 к запасам категории C_2 составляет 83%/17%.

Таблица 2.5.1 - Месторождение Октябрьское. Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа по состоянию на 02.01.2023 г.

Горизонт	Блок Местоположение	Зона по характеру насыщения	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщ. пород, тыс. м ³	Коэфф-ты, д.ед.			Плотность нефти в поверхн. усл., г/см ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т	КИН, д.ед.	Извл. запасы нефти, тыс. т	Газосодержание, м ³ /т	Геол. запасы раств. газа, млн. м ³	Извл. запасы раств. газа, млн. м ³
							пористости	нефте-насыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Аптецкий	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C ₂	14	2,1	29	0,27	0,58	0,972	0,901	4,0	0,204	0,8	10,53	0,04	0,01
		ВНЗ	C ₂	4	1,2	5	0,27	0,58	0,972	0,901	0,7	0,204	0,1	10,53	0,01	0,00
		Всего	C₂	18		34					4,7		0,9		0,05	0,01
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C ₂	13	1,2	16	0,27	0,58	0,972	0,901	2,2	0,204	0,4	10,53	0,02	0,00
		ВНЗ	C ₂	6	1,0	6	0,27	0,58	0,972	0,901	0,8	0,204	0,2	10,53	0,01	0,00
		Всего	C₂	19		22					3,0		0,6		0,03	0,00
		Итого по блоку	C₂	37		56					7,7		1,5		0,08	0,01
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C ₂	13	0,7	9	0,25	0,51	0,972	0,901	1,0	0,204	0,2	10,53	0,01	0,00
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C ₂	13	2,1	27	0,28	0,45	0,972	0,901	3,0	0,204	0,6	10,53	0,03	0,01
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C ₂	24	1,3	31	0,28	0,45	0,972	0,901	3,4	0,204	0,7	10,53	0,04	0,01
		Итого по блоку	C₂	37		58					6,4		1,3		0,07	0,02
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»		C₂	44		70					8,7		1,7		0,09	0,02
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»		C₂	43		53					6,4		1,3		0,07	0,01
	Итого		C₂	87		123					15,1		3,0		0,16	0,03

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Некомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ГНЗ	В	9	4	36	0,30	0,59	0,972	0,901	5,6	0,272	1,5	10,53	0,06	0,02
		ГНЗ	C ₁	11	2,5	28	0,30	0,59	0,972	0,901	4,3	0,272	1,2	10,53	0,05	0,01
		ЧНЗ	В	16	3,3	53	0,30	0,59	0,972	0,901	8,2	0,272	2,2	10,53	0,09	0,02
		ЧНЗ	C ₁	34	4,5	153	0,30	0,59	0,972	0,901	23,7	0,272	6,4	10,53	0,25	0,07
		ВНЗ	В	1	1,8	2	0,30	0,59	0,972	0,901	0,3	0,272	0,1	10,53	0,00	0,00
		ВНЗ	C ₁	27	2,7	73	0,30	0,59	0,972	0,901	11,3	0,272	3,1	10,53	0,12	0,03
		Всего	В	26		91					14,1		3,8		0,15	0,04
			C ₁	72		254					39,3		10,7		0,42	0,11
			В+C ₁	98		345					53,4		14,5		0,57	0,15
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ГНЗ	В	2	4,7	9	0,30	0,59	0,972	0,901	1,4	0,272	0,4	10,53	0,01	0,00
		ГНЗ	C ₁	20	4,8	96	0,30	0,59	0,972	0,901	14,9	0,272	4,1	10,53	0,16	0,04
		ЧНЗ	В	9	4,1	37	0,30	0,59	0,972	0,901	5,7	0,272	1,6	10,53	0,06	0,02
		ЧНЗ (восток)	C ₁	10	4,7	47	0,30	0,59	0,972	0,901	7,3	0,272	2,0	10,53	0,08	0,02
		ЧНЗ (запад)	C ₁	6	3,4	20	0,30	0,59	0,972	0,901	3,1	0,272	0,8	10,53	0,03	0,01
		ВНЗ	В	9	1,6	14	0,30	0,59	0,972	0,901	2,2	0,272	0,6	10,53	0,02	0,01
		ВНЗ (запад)	C ₁	14	1,8	25	0,30	0,59	0,972	0,901	3,9	0,272	1,1	10,53	0,04	0,01
		ВНЗ (центр)	C ₁	1	0,5	1	0,30	0,59	0,972	0,901	0,2	0,272	0,1	10,53	0,00	0,00
		ВНЗ (восток)	C ₁	16	2,4	38	0,30	0,59	0,972	0,901	5,9	0,272	1,6	10,53	0,06	0,02
		Всего	В	20		60					9,3		2,6		0,09	0,03
			C ₁	67		227					35,3		9,7		0,37	0,10
			В+C ₁	87		287					44,6		12,3		0,46	0,13
		Итого по блоку	В	46		151					23,4		6,4		0,24	0,07
			C ₁	139		481					74,6		20,4		0,79	0,21
			В+C ₁	185		632					98,0		26,8		1,03	0,28
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C ₁	14	6,1	85	0,25	0,59	0,972	0,901	11,0	0,272	3,0	10,53	0,12	0,03
		ЧНЗ	C ₂	40	3,1	124	0,28	0,59	0,972	0,901	17,9	0,204	3,7	10,53	0,19	0,04
		ВНЗ	C ₁	50	4,4	220	0,25	0,59	0,972	0,901	28,4	0,272	7,7	10,53	0,30	0,08
		ВНЗ	C ₂	17	2,5	43	0,28	0,59	0,972	0,901	6,2	0,204	1,3	10,53	0,07	0,01
		Всего	C ₁	64		305					39,4		10,7		0,42	0,11
			C ₂	57		167					24,1		5,0		0,26	0,05

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Некомский	II	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ (восток)	C ₁	38	2,2	84	0,25	0,59	0,972	0,901	10,9	0,272	3,0	10,53	0,11	0,03
		ВНЗ (запад)	C ₂	33	1,7	56	0,28	0,59	0,972	0,901	8,1	0,204	1,7	10,53	0,09	0,02
		Всего	C ₁	38		84					10,9		3,0		0,11	0,03
			C ₂	33		56					8,1		1,7		0,09	0,02
		Итого по блоку	C ₁	102		389					50,3		13,7		0,53	0,14
			C ₂	90		223					32,2		6,7		0,35	0,07
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ГНЗ	C ₁	4	6,1	24	0,28	0,67	0,972	0,901	3,9	0,272	1,1	10,53	0,04	0,01
		ЧНЗ (запад)	B	50	4,6	230	0,28	0,67	0,972	0,901	37,8	0,272	10,3	10,53	0,40	0,11
		ЧНЗ (восток)	B	20	6,4	128	0,28	0,67	0,972	0,901	21,0	0,272	5,7	10,53	0,22	0,06
		ЧНЗ (запад)	C ₁	105	4,7	494	0,28	0,67	0,972	0,901	81,2	0,272	22,1	10,53	0,86	0,23
		ВНЗ	B	6	6,5	39	0,28	0,67	0,972	0,901	6,4	0,272	1,7	10,53	0,07	0,02
		ВНЗ (восток)	C ₁	24	1,8	43	0,28	0,67	0,972	0,901	7,1	0,272	1,9	10,53	0,07	0,02
		ВНЗ (запад)	C ₁	11	2,4	26	0,28	0,67	0,972	0,901	4,3	0,272	1,2	10,53	0,05	0,01
	III	Всего	B	76		397					65,2		17,7		0,69	0,19
			C ₁	144		587					96,5		26,3		1,02	0,27
			B+C ₁	220		984					161,7		44,0		1,71	0,46
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ГНЗ	C ₁	16	7,1	114	0,28	0,67	0,972	0,901	18,7	0,272	5,1	10,53	0,20	0,05
		ЧНЗ	B	17	10,4	177	0,28	0,67	0,972	0,901	29,1	0,272	7,9	10,53	0,31	0,08
		ЧНЗ (восток)	C ₁	44	7,3	321	0,28	0,67	0,972	0,901	52,7	0,272	14,3	10,53	0,55	0,15
		ЧНЗ (запад)	C ₁	45	3,3	149	0,28	0,67	0,972	0,901	24,5	0,272	6,7	10,53	0,26	0,07
		ВНЗ	B	7	8,1	57	0,28	0,67	0,972	0,901	9,4	0,272	2,6	10,53	0,10	0,03
		ВНЗ (запад)	C ₁	22	2,0	44	0,28	0,67	0,972	0,901	7,2	0,272	2,0	10,53	0,08	0,02
		ВНЗ (центр)	C ₁	34	3,6	122	0,28	0,67	0,972	0,901	20,0	0,272	5,4	10,53	0,21	0,06
		ВНЗ (восток)	C ₁	9	0,6	5	0,28	0,67	0,972	0,901	0,8	0,272	0,2	10,53	0,01	0,00
		Всего	B	24		234					38,5		10,5		0,41	0,11
			C ₁	170		755					123,9		33,7		1,31	0,35
			B+C ₁	194		989					162,4		44,2		1,72	0,46
	Итого по блоку		B	100		631					103,7		28,2		1,10	0,30
			C ₁	314		1342					220,4		60,0		2,33	0,62
			B+C ₁	414		1973					324,1		88,2		3,43	0,92

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Неокомский		Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	B	102		488					79,3		21,5		0,84	0,23
			C ₁	280		1146					175,2		47,7		1,86	0,49
			B+C ₁	382		1634					254,5		69,2		2,70	0,72
			C ₂	57		167					24,1		5,0		0,26	0,05
		Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	B	44		294					47,8		13,1		0,50	0,14
			C ₁	275		1066					170,1		46,4		1,79	0,48
			B+C ₁	319		1360					217,9		59,5		2,29	0,62
			C ₂	33		56					8,1		1,7		0,09	0,02
		Итого	B	146		782					127,1		34,6		1,34	0,37
			C ₁	555		2212					345,3		94,1		3,65	0,97
			B+C ₁	701		2994					472,4		128,7		4,99	1,34
			C ₂	90		223					32,2		6,7		0,35	0,07

II Неокомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»															
		ЧНЗ	C ₂	2	3,1	6	0,28	0,58	0,971	0,879	0,8	0,204	0,2	11,10	0,01	0,00	
		ВНЗ	C ₂	13	1,2	16	0,28	0,58	0,971	0,879	2,2	0,204	0,4	11,10	0,02	0,00	
		Всего	C ₂	15		22					3,0		0,6		0,03	0,00	
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»															
		ЧНЗ	C ₂	11	2,8	31	0,28	0,58	0,971	0,879	4,3	0,204	0,9	11,10	0,05	0,01	
		ВНЗ	C ₂	15	1,8	27	0,28	0,58	0,971	0,879	3,7	0,204	0,8	11,10	0,04	0,01	
		Всего	C ₂	26		58					8,0		1,7		0,09	0,02	
		Итого по блоку	C ₂	41		80					11,0		2,3		0,12	0,02	
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»															
		ЧНЗ	B	38	3,3	125	0,26	0,63	0,971	0,879	17,5	0,272	4,8	11,10	0,19	0,05	
		ЧНЗ (запад)	C ₁	27	1,5	41	0,26	0,63	0,971	0,879	5,7	0,272	1,6	11,10	0,06	0,02	
		ЧНЗ (восток)	C ₁	10	4,4	44	0,26	0,63	0,971	0,879	6,2	0,272	1,7	11,10	0,07	0,02	
		ЧНЗ	C ₂	19	4,1	78	0,26	0,63	0,971	0,879	10,9	0,204	2,2	11,10	0,12	0,02	
		ВНЗ	C ₁	2	1,0	2	0,26	0,63	0,971	0,879	0,3	0,272	0,1	11,10	0,00	0,00	
		ВНЗ	C ₂	19	1,4	27	0,26	0,63	0,971	0,879	3,8	0,204	0,8	11,10	0,04	0,01	
		Всего	B	38		125						17,5		4,8		0,19	0,05
			C ₁	39		87						12,2		3,4		0,13	0,04
			B+C ₁	77		212						29,7		8,2		0,32	0,09
			C ₂	38		105						14,7		3,0		0,16	0,03
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»															
		ЧНЗ	C ₁	39	4,3	168	0,26	0,63	0,971	0,879	23,5	0,272	6,4	11,10	0,26	0,07	

продолжение таблицы 2.5.1

Продолжение таблицы 2.01																	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
II Неомский	II	ВНЗ	C ₁	15	2,4	36	0,26	0,63	0,971	0,879	5,0	0,272	1,4	11,10	0,06	0,02	
		Всего	C ₁	54		204					28,5		7,8		0,32	0,09	
		Итого по блоку	В	38		125						17,5		4,8		0,19	0,05
			C ₁	93		291						40,7		11,2		0,45	0,13
			В+С ₁	131		416						58,2		16,0		0,64	0,18
			C ₂	38		105						14,7		3,0		0,16	0,03
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»															
		ВНЗ	C ₂	4	2,0	8	0,24	0,50	0,971	0,879	0,8	0,204	0,2	11,10	0,01	0,00	
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»															
		ВНЗ	C ₂	15	1,8	27	0,24	0,50	0,971	0,879	2,8	0,204	0,6	11,10	0,03	0,01	
	Итого по блоку	C ₂	19		35						3,6		0,8		0,04	0,01	
		Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	В	38		125						17,5		4,8		0,19	0,05
			C ₁	39		87						12,2		3,4		0,13	0,04
			В+С ₁	77		212						29,7		8,2		0,32	0,09
	C ₂		57		135						18,5		3,8		0,20	0,03	
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C ₁	54		204						28,5		7,8		0,32	0,09	
		C ₂	41		85						10,8		2,3		0,12	0,03	
	Итого	В	38		125						17,5		4,8		0,19	0,05	
		C ₁	93		291						40,7		11,2		0,45	0,13	
		В+С ₁	131		416						58,2		16,0		0,64	0,18	
		C ₂	98		220						29,3		6,1		0,32	0,06	
I Келловейский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»															
		ВНЗ	A	199	13,0	2587	0,28	0,71	0,954	0,880	431,8	0,569	245,7	12,87	5,56	3,16	
		ВНЗ (запад)	B	17	7,8	133	0,28	0,71	0,954	0,880	22,2	0,569	12,6	12,87	0,29	0,16	
		ВНЗ (восток)	B	14	20,1	281	0,28	0,71	0,954	0,880	46,9	0,569	26,7	12,87	0,60	0,34	
		ВНЗ (восток)	C ₁	11	21,7	239	0,28	0,71	0,954	0,880	39,9	0,569	22,7	12,87	0,51	0,29	
		Всего	A	199		2587						431,8		245,7		5,56	3,16
			B	31		414						69,1		39,3		0,89	0,50
			C ₁	11		239						39,9		22,7		0,51	0,29
			A+B+C ₁	241		3240						540,8		307,7		6,96	3,95
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»															
		ВНЗ	A	16	4,0	64	0,28	0,71	0,954	0,880	10,7	0,569	6,1	12,87	0,14	0,08	
ВНЗ (восток)	B	12	7,3	88	0,28	0,71	0,954	0,880	14,7	0,569	8,4	12,87	0,19	0,11			

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I Келловейский		ВНЗ (запад)	C ₁	18	5,3	95	0,28	0,71	0,954	0,880	15,9	0,569	9,0	12,87	0,20	0,12
	I	ВНЗ (восток)	C ₁	14	12,2	171	0,28	0,71	0,954	0,880	28,5	0,569	16,2	12,87	0,37	0,21
		ВНЗ (запад)	C ₂	26	3,3	86	0,28	0,71	0,954	0,880	14,4	0,427	6,1	12,87	0,19	0,08
		ВНЗ (восток)	C ₂	13	4,6	60	0,28	0,71	0,954	0,880	10,0	0,427	4,3	12,87	0,13	0,06
		Всего	A	16		64					10,7		6,1		0,14	0,08
			B	12		88					14,7		8,4		0,19	0,11
			C ₁	32		266					44,4		25,2		0,57	0,33
			A+B+C ₁	60		418					69,8		39,7		0,90	0,52
			C ₂	39		146					24,4		10,4		0,32	0,14
			A	215		2651					442,5		251,8		5,70	3,24
		Итого по блоку	B	43		502					83,8		47,7		1,08	0,61
			C ₁	43		505					84,3		47,9		1,08	0,62
			A+B+C ₁	301		3658					610,6		347,4		7,86	4,47
			C ₂	39		146					24,4		10,4		0,32	0,14
	IV-2	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		НВ	C ₂	9	2,3	21	0,27	0,57	0,954	0,845	2,6	0,427	1,1	12,87	0,03	0,01
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	A	199			2587					431,8		245,7		5,56	3,16
		B	31			414					69,1		39,3		0,89	0,50
		C ₁	11			239					39,9		22,7		0,51	0,29
		A+B+C ₁	241			3240					540,8		307,7		6,96	3,95
		C ₂	9			21					2,6		1,1		0,03	0,01
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	A	16			64					10,7		6,1		0,14	0,08
		B	12			88					14,7		8,4		0,19	0,11
		C ₁	32			266					44,4		25,2		0,57	0,33
		A+B+C ₁	60			418					69,8		39,7		0,90	0,52
		C ₂	39			146					24,4		10,4		0,32	0,14
	Итого	A	215			2651					442,5		251,8		5,70	3,24
		B	43			502					83,8		47,7		1,08	0,61
		C ₁	43			505					84,3		47,9		1,08	0,62
		A+B+C ₁	301			3658					610,6		347,4		7,86	4,47
		C ₂	48			167					27,0		11,5		0,35	0,15
	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		B	13	3,0	39	0,24	0,55	0,953	0,860	4,2	0,569	2,4	12,04	0,05	0,03	B

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II Келловейский	I	ВНЗ	C ₁	87	4,1	357	0,24	0,55	0,953	0,860	38,6	0,569	22,0	12,04	0,46	0,26
		ВНЗ	C ₂	21	3,5	74	0,32	0,59	0,953	0,860	11,5	0,427	4,9	12,04	0,14	0,06
		Итого по блоку	B	13		39					4,2		2,4		0,05	0,03
			C ₁	87		357					38,6		22,0		0,46	0,26
			B+C ₁	100		396					42,8		24,4		0,51	0,29
			C ₂	21		74					11,5		4,9		0,14	0,06
	II	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ (восток)	A	68	11,3	766	0,25	0,52	0,953	0,860	81,6	0,569	46,4	12,04	0,98	0,56
		ВНЗ (запад)	C ₁	38	2,2	84	0,27	0,47	0,953	0,860	8,7	0,569	5,0	12,04	0,10	0,06
		Итого по блоку	A	68		766					81,6		46,4		0,98	0,56
			C ₁	38		84					8,7		5,0		0,10	0,06
			A+C ₁	106		850					90,3		51,4		1,08	0,62
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	C ₂	97	5,0	485	0,26	0,54	0,953	0,847	55,0	0,427	23,5	12,04	0,66	0,28
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ (запад)	C ₂	45	4,0	180	0,26	0,54	0,953	0,847	20,4	0,427	8,7	12,04	0,25	0,10
		ВНЗ (восток)	C ₂	14	2,9	41	0,26	0,54	0,953	0,847	4,6	0,427	2,0	12,04	0,06	0,02
		Всего	C ₂	59		221					25,0		10,7		0,31	0,12
		Итого по блоку	C ₂	156		706					80,0		34,2		0,97	0,40
	IV-1	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ	C ₂	28	7,9	221	0,20	0,54	0,953	0,860	19,6	0,427	8,4	12,04	0,24	0,10
		ВНЗ	C ₂	47	5,4	254	0,20	0,54	0,953	0,860	22,5	0,427	9,6	12,04	0,27	0,12
		Итого по блоку	C ₂	75		475					42,1		18,0		0,51	0,22
	IV-2	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ВНЗ	C ₁	12	6,0	72	0,28	0,60	0,953	0,860	9,9	0,569	5,6	12,04	0,12	0,07
	IV-3	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл»														
		ЧНЗ	C ₂	8	9,2	74	0,21	0,40	0,953	0,845	5,0	0,427	2,1	12,04	0,06	0,03
	IV-3	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ЧНЗ (юг)	C ₁	34	8,4	286	0,21	0,40	0,953	0,845	19,3	0,569	11,0	12,04	0,23	0,13
		ЧНЗ (север)	C ₁	29	5,6	162	0,21	0,40	0,953	0,845	11,0	0,569	6,3	12,04	0,13	0,08
		ЧНЗ (север)	C ₂	18	6,9	124	0,21	0,40	0,953	0,845	8,4	0,427	3,6	12,04	0,10	0,04
		ЧНЗ (юг)	C ₂	16	9,2	147	0,21	0,40	0,953	0,845	9,9	0,427	4,2	12,04	0,12	0,05
		ВНЗ (юг)	C ₁	23	7,8	179	0,21	0,40	0,953	0,845	12,1	0,569	6,9	12,04	0,15	0,08
		ВНЗ (север)	C ₁	27	3,5	95	0,21	0,40	0,953	0,845	6,4	0,569	3,6	12,04	0,08	0,04
		ВНЗ (юг)	C ₂	32	7,5	240	0,21	0,40	0,953	0,845	16,2	0,427	6,9	12,04	0,20	0,08

продолжение таблицы 2.5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
II Келловейский	IV-3	ВНЗ (север)	C ₂	13	1,2	16	0,21	0,40	0,953	0,845	1,1	0,427	0,5	12,04	0,01	0,01
		Всего	C ₁	113		722					48,8		27,8		0,59	0,33
			C ₂	79		527					35,6		15,2		0,43	0,18
		Итого по блоку	C ₁	113		722					48,8		27,8		0,59	0,33
			C ₂	87		601					40,6		17,3		0,49	0,21
	V	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»														
		ВНЗ	C ₂	17	2	34	0,20	0,54	0,953	0,860	3,0	0,427	1,3	12,04	0,04	0,02
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	A	68			766					81,6		46,4		0,98	0,56
		B	13			39					4,2		2,4		0,05	0,03
		C ₁	137			513					57,2		32,6		0,68	0,39
		A+B+C ₁	218			1318					143,0		81,4		1,71	0,98
		C ₂	126			633					71,5		30,5		0,86	0,37
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C ₁	113			722					48,8		27,8		0,59	0,33
		C ₂	230			1257					105,7		45,2		1,29	0,54
	Итого	A	68			766					81,6		46,4		0,98	0,56
		B	13			39					4,2		2,4		0,05	0,03
		C ₁	250			1235					106,0		60,4		1,27	0,72
		A+B+C ₁	331			2040					191,8		109,2		2,30	1,31
		C ₂	356			1890					177,2		75,7		2,15	0,91
	Всего по Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»	A									513,4		292,1		6,54	3,72
		B									170,1		68,0		1,97	0,81
		C ₁									284,5		106,4		3,18	1,21
		A+B+C ₁									968,0		466,5		11,69	5,74
		C ₂									125,4		42,1		1,44	0,48
	Всего по Контрактной территории ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	A									10,7		6,1		0,14	0,08
		B									62,5		21,5		0,69	0,25
		C ₁									291,8		107,2		3,27	1,23
		A+B+C ₁									365,0		134,8		4,10	1,56
		C ₂									155,4		60,9		1,89	0,74
	Итого по месторождению	A									524,1		298,2		6,68	3,80
		B									232,6		89,5		2,66	1,06
		C ₁									576,3		213,6		6,45	2,44
		A+B+C ₁									1333,0		601,3		15,79	7,30
		C ₂									280,8		103,0		3,33	1,22

Таблица 2.5.2 - Месторождение Октябрьское. Подсчёт начальных запасов свободного газа и газа газовых шапок по состоянию на 02.01.2023 г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь газоносн., тыс. м ²	Средневзв. газонасыщ. толщ., м.	Объем газонасыщ. пород, тыс. м ³	Коэф. отгр. пористости, д.ед.	Коэф. газонасыщенности, д.ед.	Начальное пластовое давл., МПа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка на темп., д.ед.	Коэф. перевода МПа в физ. атм.	Нач. геол. запасы газа, млн. м ³
									Нач.	Конеч.	Нач.	Конеч.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Аптецкий	IV-2	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» – Свободный газ (СГ)													
		ЧГЗ	C ₂	20	1,8	36	0,31	0,52	7,3	0,1	1,163	1	0,9358	9,87	0,45
		ГВЗ		2	1,3	3	0,31	0,52	7,3	0,1	1,163	1	0,9358	9,87	0,04
		Всего (СГ)	C₂	22		39									0,49
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Свободный газ (СГ)													
		ЧГЗ	C ₂	10	1,3	13	0,31	0,52	7,3	0,1	1,163	1	0,9358	9,87	0,16
		ГВЗ		2	0,9	2	0,31	0,52	7,3	0,1	1,163	1	0,9358	9,87	0,02
		Всего (СГ)	C₂	12		15									0,18
		Итого (СГ)	C₂	34		54									0,67
I Неокомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» – Газ газовых шапок (ГШ)													
		ЧГЗ	C ₁	16	2,9	46	0,25	0,47	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,42
		ГНЗ (запад)	C ₁	11	1,8	20	0,25	0,47	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,18
		ГНЗ (восток)	C ₁	9	0,7	6	0,33	0,62	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,10
		Всего (ГШ)	C₁	36		72									0,70
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Газ газовых шапок (ГШ)													
		ГНЗ	C ₁	22	1,0	22	0,33	0,62	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,35
		Итого по блоку (ГШ)	C₁	58		94									1,05
	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» – Газ газовых шапок (ГШ)													
		ГНЗ	C ₂	4	1,5	6	0,25	0,71	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,08
	III	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Газ газовых шапок (ГШ)													
		ГНЗ	C ₂	16	2,1	34	0,25	0,71	7,3	0,1	1,163	1	0,9352	9,87	0,47
		Итого по блоку (ГШ)	C₂	20		40									0,55
		Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл» (ГШ)	C ₁	36		72									0,7
			C ₂	4		6									0,08
		Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» (ГШ)	C ₁	22		22									0,35
			C ₂	16		34									0,47
		Итого (ГШ)	C₁	58		94									1,05

продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
		Итого (ГШ)	C₂	20		40									0,55
II Неокомский	I	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» – Свободный газ (СГ)													
		ЧГЗ	C ₂	22	2	44	0,24	0,81	7,87	0,1	1,163	1	0,9346	9,87	0,71
		ГВЗ	C ₂	6	1,3	8	0,24	0,81	7,87	0,1	1,163	1	0,9346	9,87	0,13
	Итого (СГ)		C₂	28		52									0,84
I Келловейский	III	Контрактная территория ТОО «Светланд-Ойл» – Свободный газ (СГ)													
		ГВЗ	C ₂	116	1,3	151	0,25	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	2,09
		Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Свободный газ (СГ)													
		ГВЗ	C ₂	25	1,3	33	0,25	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	0,46
		ГВЗ	C ₂	19	0,7	13	0,25	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	0,18
		Всего (СГ)	C₂	44		46									0,64
		Итого по блоку (СГ)	C₂	160		197									2,73
	IV-1	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Свободный газ (СГ)													
		ГВЗ	C ₁	51	2	102	0,23	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	1,30
		ГВЗ	C ₂	51	2	102	0,23	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	1,30
	V	Контрактная территория ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» – Свободный газ (СГ)													
		ГВЗ	C ₁	53	4,6	244	0,23	0,59	8,9	0,1	1,163	1	0,9278	9,87	3,11
	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл» (СГ)		C₂	116		151									2,09
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM» (СГ)		C₁	104		346									4,41
			C₂	95		148									1,94
	Итого (СГ)		C₁	104		346									4,41
			C₂	211		299									4,03
По месторождению	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»		СГ	C ₁											-
				C ₂											3,42
			ГШ	C ₁											0,70
				C ₂											0,08
			СГ+ ГШ	C ₁											0,70
				C ₂											3,50

продолжение таблицы 2.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
По месторождению	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	СГ	C ₁												4,41
			C ₂												2,12
		ГШ	C ₁												0,35
			C ₂												0,47
		СГ+ ГШ	C ₁												4,76
			C ₂												2,59
	Итого	СГ	C ₁												4,41
			C ₂												5,54
		ГШ	C ₁												1,05
			C ₂												0,55
		СГ+ ГШ	C ₁												5,46
			C ₂												6,09

Таблица 2.5.3 - Месторождение Октябрьское. Подсчет запасов парафина в нефти по состоянию на 02.01.2023 г.

Горизонт	Местоположение	Категория	Запасы нефти, тыс.т		Содержание парафина, %	Запасы парафина, тыс.т	
			геол.	извл.		геол.	извл.
1	2	3	4	5	6	7	8
Аптский	Всего по КТ «Светланд-Ойл»	C ₂	8.7	1.7	4.23	0.4	0.1
	Всего по КТ «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C ₂	6.4	1.3	4.23	0.3	0.1
	Итого	C ₂	15.1	3.0		0.7	0.2
I Неокомский	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	B	79.3	21.5	4.23	3.4	0.9
		C ₁	175.2	47.7	4.23	7.4	2.0
		B+C ₁	254.5	69.2	4.23	10.8	2.9
		C ₂	24.1	5.0	4.23	1.0	0.2
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	B	47.8	13.1	4.23	2.0	0.6
		C ₁	170.1	46.4	4.23	7.2	2.0
		B+C ₁	217.9	59.5	4.23	9.2	2.6
		C ₂	8.1	1.7	4.23	0.3	0.1
	Итого	B	127.1	34.6		5.4	1.5
		C₁	345.3	94.1		14.6	4.0
		B+C₁	472.4	128.7		20.0	5.5
		C₂	32.2	6.7		1.3	0.3
II Неокомский	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	B	17.5	4.8	6.37	1.1	0.3
		C ₁	12.2	3.4	6.37	0.8	0.2
		B+C ₁	29.7	8.2	6.37	1.9	0.5
		C ₂	18.5	3.8	6.37	1.2	0.2
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C ₁	28.5	7.8	6.37	1.8	0.5
		C ₂	10.8	2.3	6.37	0.7	0.1
	Итого	B	17.5	4.8		1.1	0.3
		C₁	40.7	11.2		2.6	0.7
		B+C₁	58.2	16.0		3.7	1.0
		C₂	29.3	6.1		1.9	0.3

продолжение таблицы 2.5.3

1	2	3	4	5	6	7	8
I Келловейский	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	A	431.8	245.7	3.21	13.9	7.9
		B	69.1	39.3	3.21	2.2	1.3
		C ₁	39.9	22.7	3.21	1.3	0.7
		A+B+C ₁	540.8	307.7	3.21	17.4	9.9
		C ₂	2.6	1.1	3.21	0.1	0.0
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	A	10.7	6.1	3.21	0.3	0.2
		B	14.7	8.4	3.21	0.5	0.3
		C ₁	44.4	25.2	3.21	1.4	0.8
		A+B+C ₁	69.8	39.7	3.21	2.2	1.3
		C ₂	24.4	10.4	3.21	0.8	0.3
	Итого	A	442.5	251.8		2.0	0.3
		B	83.8	47.7		2.7	1.6
		C₁	84.3	47.9		2.7	1.5
		A+B+C₁	610.6	347.4		7.4	3.4
		C₂	27.0	11.5		0.9	0.3
II Келловейский	Всего по КТ ТОО «Светланд-Ойл»	A	81.6	46.4	3.22	2.6	1.5
		B	4.2	2.4	3.22	0.1	0.1
		C ₁	57.2	32.6	3.22	1.8	1.0
		A+B+C ₁	143.0	81.4	3.22	4.5	2.6
		C ₂	71.5	30.5	3.22	2.3	1.0
	Всего по КТ ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	C ₁	48.8	27.8	3.22	1.6	0.9
		C ₂	105.7	45.2	3.22	3.4	1.5
	Итого	A	81.6	46.4		2.6	1.5
		B	4.2	2.4		0.1	0.1
		C₁	106.0	60.4		3.4	1.9
		A+B+C₁	191.8	109.2		6.1	3.5
		C₂	177.2	75.7		5.7	2.5

продолжение таблицы 2.5.3

продолжение таблицы 23/2

1	2	3	4	5	6	7	8
Всего по Контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл»	A	513.4	292.1		18.5	9.9	
	B	170.1	68.0		6.8	2.6	
	C ₁	284.5	106.4		11.3	3.9	
	A+B+C ₁	968.0	466.5		36.6	16.4	
	C ₂	125.4	42.1		5.0	1.5	
Всего по Контрактной территории ТОО «САРАЙШЫК PETROLEUM»	A	10.7	6.1		1.3	0.4	
	B	62.5	21.5		2.5	0.9	
	C ₁	291.8	107.2		12.0	4.2	
	A+B+C ₁	365.0	134.8		15.8	5.5	
	C ₂	155.4	60.9		5.5	2.1	
Итого по месторождению	A	524.1	298.2		19.8	10.3	
	B	232.6	89.5		9.3	3.5	
	C ₁	576.3	213.6		23.3	8.1	
	A+B+C ₁	1333.0	601.3		52.4	21.9	
	C ₂	280.8	103.0		10.5	3.6	

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

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

В данном разделе проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин на месторождении Октябрьское.

Основной целью проведения гидродинамических исследований скважин является изучение текущего состояния разработки месторождения, определение фильтрационных характеристик пласта, получение результатов, позволяющих определить наиболее оптимальный режим эксплуатации исследованных скважин.

Исследование на скважинах проводилось методом установившихся режимов фильтрации - изменения забойного давления и дебита и методом неуставившегося режима фильтрации - кривой восстановления давления с целью определения фильтрационных характеристик пласта, оценки состояния призабойной зоны скважины, определение пластового давления и оптимального режима работы скважины.

Всего с начала разработки было проведено 21 исследование КВУ, 10 исследований КВД, 6 исследований МУО, 7 исследований ИК, КВД, 3 комплексные исследования МУО+КВД. Все результаты ГДИС (КВД, КВУ, МУО) приведены в таблицах 3.1.1 - 3.1.2.

Исследования методами установившихся отборов и неуставившихся режимов проведены с целью определения продуктивной характеристики скважины, фильтрационных способностей пластов в околоскважинной и удаленной зонах пласта, пластового давления и характера притока в скважину. Индикаторные диаграммы строились по данным исследований (МУО) на разных режимах работы скважины. По наклону индикаторной диаграммы определялся коэффициент продуктивности. В большинстве случаев исследования проводились на трех режимах. Продолжительность исследования на каждом режиме составила 12 часов.

Замеры давления и температуры при исследовании методом неуставившихся режимов (КВД) выполнялись глубинными манометрами «АМТ-08», при исследовании методом КВУ определялись программно-аппаратным комплексом «Микон-101».

Таблица 3.1.1 - Месторождение Октябрьское. Результаты гидродинамических исследований методом КВД, КВУ

№ скв.	Дата исследования,г	Горизонт	Вид исследования	Проницаемость, мкм ²	Продуктивность, м ³ /сут/МПа	Гидропроводность, мкм ² *м/(мПа*с)	Пьезопроводность, м ² /с	Скин - фактор	Рпл на глубине замера, МПа	Рпл на СИП, МПа	Радиус исследования, м	Рпл приведенное на уровень ВНК, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
101	10.08.2006	I-K	МУО	2,542	264	3,2	-	-	8,9	-	-	9,4
101	13.08.2006	I-K	КВД	5,370	312	6,7	1,56	-3,7	9,2	-	-	9,5
100	11.01.2007	I-K	КВД	0,767	5,78	0,04	0,02	-1,2	9,2	-	-	9,6
102	17.03.2009	II-K	КВУ	0,03	0,92	0,01	-	-1,5	6,9	-	-	7,7
109	17.03.2009	I-K	КВД	1,336	96,5	0,8	0,22	-1,1	9,1	-	-	9,6
108	22.08.2009	I-K	КВД	0,789	123,66	0,649	0,11	-2,9	8,9	-	-	9,4
108	24.08.2009	I-K	МУО	2,155	105,02	0,172	-	-	9,3	-	-	10,5
10	24.07.2010	I-K	КВУ	0,295	8,25	0,066	0,078	-2,5	9,2	-	-	10,5
102	24.07.2010	II-K	КВУ	0,075	0,697	0,003	0,002	-4,4	9,6	-	-	10,4
103	24.07.2010	I-K	КВУ	0,083	0,455	0,004	0,002	-2,2	9,1	-	-	9,7
104	24.07.2010	I-K	КВУ	1,589	6,35	0,027	0,033	-4,3	9,7	-	-	10,3
108	15.11.2011	I-K	КВД	0,145	89,64	0,116	0,02	-4,5	8,9	-	-	9,4
10	16.11.2011	I-K	КВУ	0,224	9,8	0,087	0,029	-2,3	8,3	-	-	9,6
100	16.11.2011	I-K	КВУ	0,013	0,75	0,007	0,002	-2,6	8,9	-	-	9,5
101	17.11.2011	I-K	КВУ	0,505	8,35	0,059	0,071	-3,4	8,2	-	-	9
103	18.11.2011	I-K	КВУ	0,285	10,12	0,079	0,038	-2,9	8,4	-	-	9
107	18.11.2011	I-K	КВУ	0,165	5,54	0,037	0,022	-3,7	8,3	-	-	9
108	20.11.2011	I-K	МУО	3,398	173,2	0,272	-	-	8,9	-	-	9,4
109	01.12.2011	I-K	КВУ	0,439	7,11	0,049	0,058	-3,7	8,4	-	-	9
100	25.09.2012	I-K	КВУ	0,656	49,708	0,164	0,087	-4,5	8,3	-	-	9,2
101	25.09.2012	I-K	КВУ	0,505	7,4503	-	0,095	-2,7	8,2	-	-	8,9
104	25.09.2012	I-K	КВУ	1,025	9,459	-	0,135	-2,5	8,4	-	-	8,9
107	25.09.2012	I-K	КВУ	0,201	6,3085	-	0,097	-2,3	8,3	-	-	8,8
10	26.09.2012	I-K	КВУ	0,464	8,3081	-	0,061	-4	8,5	-	-	8,9
107	12.06.2013	II-K	КВУ	0,096	3,7403	-	0,013	-3	9	-	-	9,4
105a	18.06.2013	II-K	КВД	1,456	65	0,566	-	5,76	9,3	-	-	
108	01.10.2016	I-K	КВД	0,643	-	-	0,455	7,92	9,03	-	-	9,07
105a	07.11.2016	II-K	КВД	0,099	-	0,052	-	-2,18	9,7	-	-	9,72
102	30.11.2017-03.12.2017	II-N	КВУ	0,320	1,6	0,016	0,023	-2,37	8,02	8,03	134	8,5
110	31.10-03.11.2017	I-N	КВД	0,056	81	0,392	0,429	-4,05	3,89	3,9	19,7	3,9
100	03.11.2019-05.11.2019	I-K	КВУ	0,237	25	0,046	0,469	-4,09	8,28	8,3	214	8,7
105a	01.11.2019-03.11.2019	II-K	КВУ	1,820	4,8	0,319	0,271	73	9,1	9,1	135	9,4
116	29.10.2019-01.11.2019	I-N	КВУ	0,049	1,3	0,007	0,016	-3,96	5,6	5,6	45	5,7
112	16 -17.08.2022	I-K	КВД	0,096	4,3	0,008	0,064	0,139	9,03	9,0	183	9,3
103	26.11.2023-29.11.2023	I-K	КВУ	0,428	4,94	0,055	0,055	-0,17	9,4	-	40,8	9,7
105a	26.11.2023-28.11.2023	II-K	КВУ	2,102	8,738	0,182	0,329	2	9,4	-	123	9,4
109	27.11.2023-29.11.2023	I-K	КВУ	2,576	6,61	0,134	0,248	0,911	9	-	361	9,6
110	24.11.2023-26.11.2023	I-N	КВУ	1,086	2,055	0,046	0,126	2,18	4,8	-	267	4,8

Таблица 3.1.2 - Месторождение Октябрьское. Результаты гидродинамических исследований МУО

№ Скважин	Вид исследования	Объект	Горизонт	ВИП, м	НИП, м	Дата исследования, г	Штуцер, мм	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	ΔР, МПа	Дебит нефти, м³/сут	Кoeff.продукт м³/(сут*МПа)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
101	МУО	II	I-K	834	862	10.08.2006		8,9	8,8	0,1	24*	263,9
									8,7	0,2	57,6*	
									8,4	0,5	120*	
107	МУО	II	I-K	849	855	17.05.2007		9,22	9,16	0,1	13*	245,6
									9,1	0,1	32*	
									8,9	0,3	72*	
108	МУО	II	I-K	838	852	22.08.2009	3	9,1	8,8	0,2	22	105,02
							5		8,6	0,4	39	
							7		8,5	0,6	59,2	
109	МУО	II	I-K	840	863.5	17.03.2009	5	9,2	9,18	0,1	4,8	96,51
							7		9,1	0,1	6,2	
108	МУО	II	I-K	838	852	15.11.2011	3	8,9	8,8	0,1	6,6	89,64
							4		8,8	0,1	12,7	
							6		8,0	0,2	31,4	
105a	ИК, КВД	II	II-K	918	925	25.09.2012	3	10,2	9,3	0,9	21,2	42,03
							5		8,8	1,4	37,9	
							7		8,5	1,7	52	
108	ИК, КВД	II	I-K	838	852	26.09.2012	3	8,8	8,8	0	6,6	42
							5		8,7	0,1	12,7	
							7		8,6	0,2	31,4	
105a	ИК, КВД	II	II-K	918	925	17.06.2013	3	9,7	9,5	0,2	13,1	36,10
							5		9,4	0,4	11,5	
							7		9,3	0,4	17,8	
108	ИК, КВД	II	I-K	838	852	13.06.2013	3	8,7	8,6	0,1	6	61,1
							4		8,4	0,2	6,6	
							7		8,3	0,4	12,1	
107	ИК, КВД	II	I-K	849.5	853.5	12.06.2013	5	8,3	8,2	0,1	4,6	36,1
							7		8,1	0,2	6,5	
110	ИК, КВД	I	Ne	711	718	06.08.2014	3	7,55	7,4	0,15	14,4	110,68
							5		7,14	0,4	40,2	
							7		6,9	0,6	72	
108	ИК, КВД	II	I-K	838	852	10.09.2014	3	6,2	6,1	0,1	7,6	33.88
							5		5,9	0,3	9,6	
							7		5,8	0,4	10,7	
108	МУО,КВД	II	I-K	838	852	01.10.2016	5	9,07	8,91	0,2	10,33	-
							7		8,77	0,3	27,36	
							9		8,7	0,4	33,6	
105a	МУО,КВД	II	II-K	918	925	07.11.2016	5	9,72	7,78	1,9	9,88	4,7
							7		6,06	3,7	16,14	
							9		4,64	5,1	23,36	
110	МУО,КВД	I	I-N	711	718	31.10-03.11.2017	7	3,89	3,681	0,2	18,6	89
							9		3,636	0,254	20	78,7
							5		3,456	0,434	13,8	31,8
							7		3,679	0,211	16,8	79,6
112	МУО,КВД	II	I-K	851	860	16.08 – 17.08.2022	5	9,03	8,43	0,6	17,0	43,4

После утверждения ПР-2020 г. в трех скважинах: 100, 105А и 116 на месторождении (октябрь-ноябрь 2019 г.) выполнено ГДИС КВУ и в скважине 112 выполнено МУО, КВД (2022 г.).

I объект

Количество проведенных ГДИС за анализируемый период составляет: 2 исследования КВУ, 1 исследование КВД, 1 исследование МУО.

За период 30.11-03.12.2017 г. в скважине 102 было проведено одно исследование КВУ, где по результатам обработки данных, значения параметров, характеризующих, фильтрационные свойства пластов составили: проницаемость пласта – $0,320 \text{ мкм}^2$, гидропроводность – $0,016 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность - $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Скин-фактор имеет отрицательное значение минус 2,37, что свидетельствует хорошее состояние ПЗС. Среднее значение пластового давления на глубине замера - 8,02 МПа.

В скважине 110 были проведены комплексные исследования МУО+КВД (31.10-03.11.2017 г.). По результатам обработки данных по скважине 110 проницаемость пласта составила $0,056 \text{ мкм}^2$, гидропроводность $0,392 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность $81 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Скин-фактор имеет отрицательное значение минус 4,05. Пластовое давление определялось двумя способами: путем экстраполяции на основе построения ИК (рисунок 3.1.1) и по результатам КВД, $P_{пл} - 3,89 \text{ МПа}$.

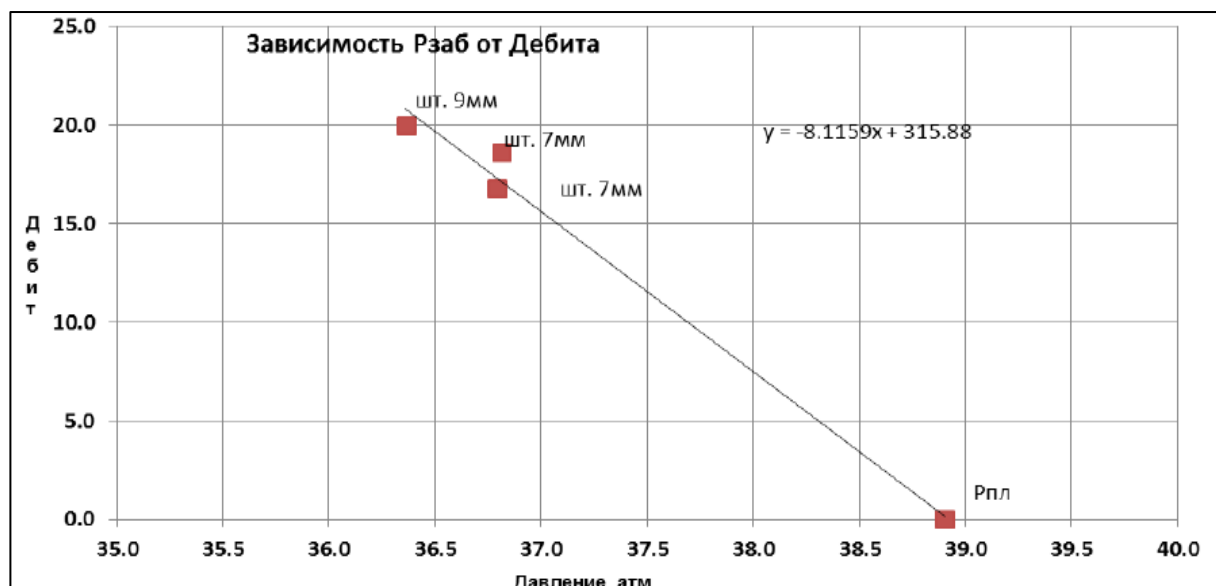


Рисунок 3.1.1 - Месторождение Октябрьское. Зависимость давления от дебита скважины 110

За период 29.10-01.11.2019 г. в скважине 116 было проведено одно исследование КВУ, где по результатам обработки данных, значения параметров, характеризующих, фильтрационные свойства пластов составили: проницаемость пласта – $0,049 \text{ мкм}^2$, гидропроводность - $0,007 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$, продуктивность - $1,3 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$. Скин-фактор

имеет отрицательное значение минус 3,96. Среднее значение пластового давления на ВДП - 5,6 МПа.

По результатам исследования проницаемость по I объекту в среднем составляет 0,141 мкм², изменяясь в интервале от 0,049 до 0,32 мкм². Такой широкий интервал значений указывает на определенную неоднородность пласта. Коэффициент гидропроводности в среднем составляет 0,007 мкм²*м/(мПа*с). Коэффициент продуктивности составляет 81 м³/сут/МПа.

II объект

На данном объекте в 2019 г. ГДИ методом КВУ выполнили в 2 скважинах (100, 105А), в 2022 г. ГДИ методом МУО и КВД выполнили в скважине 112.

В скважине 100 по результатам обработки КВУ (03-05.11.2019 г.) значения параметров, характеризующих, фильтрационные свойства пластов составили: проницаемость пласта – 0,237 мкм², гидропроводность - 0,046 мкм²*м/(мПа*с), продуктивность - 25 м³/сут/МПа. Скин-фактор имеет отрицательное значение минус 4,09. Среднее значение пластового давления на глубине замера составило 8,3 МПа.

В скважине 105А по результатам обработки КВУ (01-03.11.2019 г.) проницаемость пласта составила 1,82 мкм², гидропроводность - 0,319 мкм²*м/(мПа*с), продуктивность - 4,8 м³/сут/МПа. Скин-фактор имеет положительное значение 73, что характеризует загрязнение ПЗС. При этом пластовое давление составило 9,1 МПа.

В целом по объекту по данным исследования 2019 г. среднее значение проницаемости составляет 1,028 мкм². Продуктивность составляет 14,9 м³/(сут*МПа). Гидропроводность составляет 0,1825 мкм²*м/(мПа*с).

В скважине 112 по результатам обработки КВД (16-17.08.2022 г.) значения параметров, характеризующих, фильтрационные свойства пластов составили: проницаемость пласта – 0,096 мкм², гидропроводность – 0,008 м³/Па*с, продуктивность - 4,3 м³/сут/МПа. Скин-фактор имеет положительное значение 0,139, свидетельствует о минимальной загрязнённости призабойной зоны пласта. Среднее значение пластового давления на глубине замера составило 9,03 МПа.

На рисунке 3.1.2 представлена зависимость пластового давления и температуры от глубины в скважине 105А.

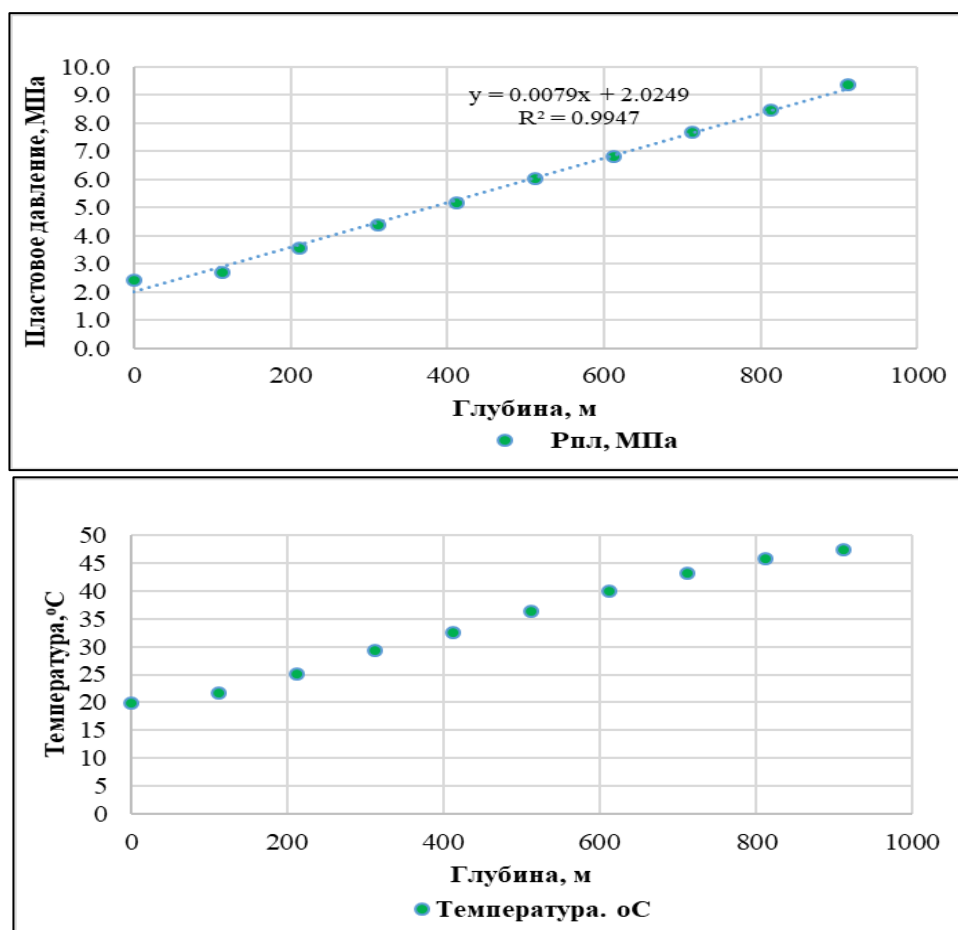


Рисунок 3.1.2 - Месторождение Октябрьское. Зависимость пластового давления от глубины в скважине 105А (II-объект)

3.2 Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

3.2.1 Анализ структуры фонда скважин, их текущих дебитов, обводнённости и приёмистости скважин

По состоянию на 01.05.2023 г. фонд пробуренных скважин на месторождении составляет 34 ед.: в добывающем фонде - 11 ед., в т.ч. 1 - простое (ожидание ремонтных работ), в нагнетательном фонде - 1 ед., ликвидировано - 17 ед., в консервации - 1 ед., в наблюдательном - 1 ед., водозаборных - 3 ед. (таблица 3.2.1).

Таблица 3.2.1 - Месторождение Октябрьское. Характеристика фонда скважин на 01.05.2023 г.

№	Фонд	Категория	Объект		Всего, шт.
			I	II	
			K1 ne	II -K (J ₂ k)	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.	1	9	10
		дающих продукцию, шт. ППН	№ 110	№№ 100, 101, 102, 103, 105А, 107,108, 109, 112	10
		в простое, шт, в ожидании ремонта		№ 116	1
		Всего, шт.	1	10	11
2	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч.: действующих, шт.		№ 106	1
		Всего, шт.		1	1
3	Фонд в консервации	добывающих, шт.	№ 10		1
		Всего, шт.	1		1
4	Фонд контрольных скважин	Всего, шт.	1		1
		в том числе наблюдательных	№ 111		1
5	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.	на контрактной территории 3, 6, 104,105		4
			вне контрактной территории 2, 5, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17		11
		по техническим причинам, шт.	на контрактной территории 4		1
			вне контрактной территории 1		1
6	Водозаборный фонд	Всего, шт.			3
		ликвидированные	В-1, В-2, В-3		3
7	Итого пробуренный фонд, шт.				34
	на контрактной территории				22
	вне контрактной территории				12

За период разработки 1992 - 1995 гг. пробурено 5 скважин, из них скважина 10 - разведочная, остальные (106, 102, 103 и 104) - эксплуатационные. После утверждения УТС - 2006 г. в период 2006 - 2014 гг. пробурено 7 эксплуатационных скважин: 101, 100, 109, 107, 108, 105А и 110. После утверждения Анализа разработки 2017 г. в 2018 году пробурены 2 скважины: 111 - оценочная и 116 – эксплуатационная.

После утверждения Проекта разработки - 2020 г. пробурена 1 эксплуатационная скважина 112 (в июне 2022 г.), введена в эксплуатацию с 28.06.2022 г. (интервал прострела

851,7 - 860 м, горизонт I-K J2 k11) эксплуатируется механизированным способом в действующем добывающем фонде на II объекте разработки.

В разрезе оценочной скважины 111 выделены маломощные пласты, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами. В Проекте разработки было рекомендовано выполнить повторное освоение интервала 919 - 925 м. Фактически в сентябре 2020 г. была проведена изоляция интервала 753 - 755,5 м. и проведено освоение I-келловейского горизонта (924,5 - 925,5 м), однако, была получена пластовая вода, в связи с чем, данную скважину перевели в наблюдательный фонд.

Эксплуатационная скважина 116 пробурена в октябре 2018 г. до глубины 1050 м и вскрыла отложения средней юры. На дату составления отчета скважина 116 находится в простое (в ожидании ремонта).

На дату составления отчета действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин распределен следующим образом:

на I объекте - 1 действующая добывающая скважина;

на II объекте - 10 добывающих скважин (скважина 116 - в простое) и 1 нагнетательная скважина.

По промысловым данным на I объекте эксплуатируется единственная скважина (110), на дату отчета текущий дебит нефти составил 1,4 т/сут.

На II объекте по состоянию на 01.05.2023 г. в действующем фонде находились 9 скважин (100, 101, 102, 103, 105A, 107, 108, 109, 112). Добывающие скважины эксплуатировались с дебитом нефти 1,3 - 9,2 т/сут, в среднем составляя 4,0 т/сут.

В таблицах 3.2.2 - 3.2.3 представлено распределение добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости на дату отчета.

Таблица 3.2.2 - Месторождение Октябрьское. Распределение добывающих скважин по дебитам нефти

Объект	Скв.	qn, ср.	Диапазон дебитов нефти, т/сут					
			1,3<q<2,0		2,3<q<4,0		9,1<q<9,2	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
I	1	1,4	1	10				
II	9	4,0	3	30	4	40	2	20
итого	10			40		40		20

Таблица 3.2.3 - Месторождение Октябрьское. Распределение добывающих скважин по дебитам жидкости

Объект	Скв.	qж, ср.	Диапазон дебитов жидкости, м³/сут					
			9,7<q<15,8		20,0<q<25,2		30,4<q<36,7	
			Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
I	1	20,0			1	10		
II	9	24,3	2	20	4	40	3	30
итого	10		2	20	5	50	3	30

Как видно, из таблицы 3.2.2 с максимальными дебитами нефти (9,1 - 9,2 т/сут) эксплуатируются две скважины (112; 109) на II объекте. С минимальным дебитом нефти (1,3 т/сут) эксплуатируется одна скважина (107). На дату составления настоящего отчета средний газовый фактор по месторождению составляет 5,6 м³/т, при этом по I объекту - 5,1 м³/т, по II объекту - 5,7 м³/т.

Ниже приводится характеристика работы по каждой скважине.

Скважина 10 (разведочная) введена в эксплуатацию в 1992 г. на келловейский горизонт и эксплуатировалась до 2014 г., с более продолжительным безводным периодом по сравнению с остальными добывающими скважинами. Однако с 1998 г. по скважине наблюдается резкое обводнение продукции скважин. За время эксплуатации дебит нефти в скважине постепенно снизился до 0,1 м³/сут в связи с обводнением пласта.

Всего по скважине 10 за период эксплуатации с 1992 г. по 2013 г. на II объекте накопленный отбор по нефти составил 27,549 тыс.т, жидкости - 260,108 тыс.т. С 2014 г. скважина находится в бездействующем фонде.

Следует отметить, что скважину 10 предлагалось перевести с 2010 г. в нагнетательный фонд с целью организации ППД на II объекте. Однако, учитывая активность законтурных вод, по причине которой наблюдался высокий рост обводненности продукции, а также по причине близкого расположения к остальным добывающим скважинам внутри контура нефтеносности, данную скважину рекомендовалась перевести в наблюдательный фонд.

С 28.11.2017 г. по 10.02.2018 г. в данной скважине проводили КРС. В 2018 г. опробован интервал 765 - 768 м, где был получен приток воды. На дату анализа скважина 10 находится в консервации по причине высокой обводненности.

Скважина 106 была пробурена в июне 1992 г. с целью эксплуатации на верхнеюрском горизонте. В результате опробования получен приток пластовой воды, в разрезе другие горизонты отсутствуют.

С 2014 г. скважина 106 эксплуатируется как нагнетательная на II объекте разработки.

Всего по скважине на 01.05.2023 г. закачено 427,9 тыс.м³ воды. За 4 месяца 2023 г. объем закачки воды составил 19,8 тыс.м³.

Скважина 102 вступила в эксплуатацию в 1993 г на II объекте (II-келловейский горизонт инт. 906 - 913 м) с дебитом нефти 3,3 т/сут. На данном объекте скважина эксплуатировалась с 1993 г. по 2010 г. и 2013 - 2014 гг. Всего по объекту отобрано 16,756 тыс.т нефти и 123,904 тыс.т жидкости при обводненности 97,8%.

В 2011 - 2012 гг. и 2015 - 2017 гг. скважина находилась в бездействующем фонде.

С целью увеличения притока был проведен дострел данного горизонта в интервале 907 - 909 м, 911 - 913 м и 916 - 918,5 м. Как показывают фактические показатели, после перехода на нижний интервал 916 - 918,5 м наблюдалось увеличение обводненности, в связи с чем скважина в 2018 г. была переведена на I объект, (II-неокомский горизонт инт. 710 - 712,5 м), где получен приток пластового флюида.

В феврале 2021 г. была проведена ревизия ВСО и в июле 2021 г. был выполнен дострел продуктивных интервалов: в I-неокомском горизонте (698,5 - 700 м) и во II-неокомском горизонте (710,8 - 712 м). При этом обводненность продукции в среднем за 2021 г. составила 72,7%, средний дебит нефти - 1,64 т/сут. В 2022 г. скважина эксплуатировалась 8,5 месяца (до середины сентября) и по причине роста обводненности (91%) перевели на нижележащий (855 - 858 м) объект. За 2022 г. по скважине из I объекта отобрано 373 т нефти и 1,8 тыс.м³ жидкости. Накопленный отбор по данной скважине составил 3,59 тыс.т нефти и 10,1 тыс.т жидкости. С сентября скважину 102 перевели на основной объект, в связи с ростом обводненности.

На 01.05.2023 г. скважина 102 действующая добывающая на I и II объекте, накопленный отбор нефти составил 20,687 тыс.т и жидкости - 137,068 тыс.т, текущий дебит нефти составляет 1,7 т/сут, обводненность на уровне 87%.

Скважина 103 введена в эксплуатацию в 1995 г. на II объекте разработки (I-келловейский горизонт инт. 858 - 863 м). Начальный дебит нефти составлял 2,31 т/сут.

В 2016 г. скважина была переведена на I объект разработки. Однако по результатам испытания I-неокомского пласта верхних инт. 706 - 708 м и II-неокомского пласта нижележащих инт. 716,5 - 718,5 м увеличение добычи нефти не наблюдалось. По этой причине с 2017 г. по 2019 г. скважина находилась в бездействующем фонде.

Всего по данной скважине с I объекта отобрано 0,950 тыс.т нефти. Обводненность продукции составила 96,8%.

Согласно «Проекту разработки - 2020 г.» было рекомендовано перевести скважину 103 на I объект (II-неокомский пласт) путем проведения ремонтно-изоляционных работ на инт. 716,5 - 718,5 м. В июне 2020 г. были проведены исследования ГИС (ИННК) с целью определения текущей нефтенасыщенности, в результате которого были установлены коллектора в инт. 855,1 - 857,4 м. В связи с этим, в июле 2020 г. скважину перевели на II объект (I-келловейский горизонт) путем перфорации интервалов 855 - 858 м и получены притоки нефти.

На 01.05.2023 г. накопленный отбор нефти по I и II объекту составил 13,291 тыс.т, по жидкости - 122,056 тыс.т. Дебит нефти составил 2,0 т/сут, жидкости - 20,5 м³/сут, обводненность - 88%.

Скважина 104 вступила в эксплуатацию в 1995 г. на II объекте (горизонт I-K инт. 857 - 863 м), с начальным дебитом нефти 3 т/сут и обводненностью - 5%. В 2010 г. проперфорирован интервал 857,5 - 859,5 м и получили нефть дебитом 2,7 м³/сут. За время эксплуатации дебит нефти в скважине постепенно снизился до 0,4 м³/сут. С 1995 г. по 2015 г. по скважине было отобрано 15,728 тыс.т нефти и 58,522 тыс.т жидкости.

В апреле 2015 г. данную скважину перевели на I неоком (702,5 - 704,5 м, 706 - 708,5м), в результате испытания получен приток газа на 5 мм штуцере. Интервалы 702,5 - 704,5 м, 706 - 708,5 м оказались «газоносными», без признаков нефти.

Согласно ПР-2020 г. в июне 2020 г. провели расконсервацию скважины 104, провели геофизические исследования технического состояния колонны скважины и текущей нефтенасыщенности, коллекторов келловейских горизонтов для решения задач дальнейшего использования после консервации. По результатам исследований получено: качество цементирования в целом было получено плохое, на глубине 690,9 м выявлена негерметичность колонны, забой скважины негерметичен, по результатам ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации, характеризуется как обводненный. В интервале исследования не выявлены продуктивные коллектора и было принято решение ликвидировать данную скважину. В июле 2021 г. провели работы по изоляции интервалов 702,5 - 704,5 м, 706 - 708,5 м, 857 - 863 м, по состоянию на 01.05.2023 г. скважина находится в ликвидированном фонде по геологическим причинам.

Скважина 101 введена в эксплуатацию в 2006 г. в I блоке I-келловейского горизонта (835 - 845 м, 853 - 857 м и 858 - 861 м) с дебитом нефти 7,4 т/сут. В 2008 г. провели перфорацию I-келловейского горизонта в интервалах 835 - 840 м, 854 - 856 м, 858 - 859,5 м, 861 - 863 м, в 2009 г. в интервалах 837 - 839 м. По заключению ГИС (2009 г.) было отмечено, что с интервалов 834,8 - 836,5 м, 838,6 - 840 м отмечается интенсивный приток жидкости, а с интервала 859,5 - 862,1 м - слабый. С октября 2009 г. скважина начала эксплуатировать интервал 837 - 839 м с дебитом 17,5 т/сут и обводненностью 44,5%.

За счёт обработки призабойной зоны скважины, которые проводятся ежемесячно, полученные рост дебита нефти и снижение обводненности повлияли на увеличение общей добычи нефти.

Всего на 01.05.2023 г. по скважине 101 отобрано 56,924 тыс.т нефти и 165,308 тыс.т жидкости. Текущий дебит нефти составил 4,0 т/сут, дебит жидкости 25,2 м³/сут., при обводненности 81%.

Скважина 100 введена в эксплуатацию в 2007 г. на II объекте разработки. Проведенный ГИС не подтвердил наличие нефтенасыщенных толщин в интервале II келловейского горизонта и по этой причине, скважина вступила в эксплуатацию на I келловейский горизонт. Начальный дебит нефти составил 5,4 т/сут.

В марте 2020 г. по скважине были проведены профилактические работы по ревизии ВСО для отчистки от АСПО. В результате дебит нефти составил 4,1 т/сут, обводненность 87%. За 2021 г. средний дебит нефти - 4,1 т/сут, средняя обводненность - 85,1%.

На 01.05.2023 г. скважина 100 эксплуатируется на II объекте (I-K J2 k11 горизонт), при этом накопленный отбор нефти оставил 37,939 тыс.т, жидкости - 163,963 тыс.т. Текущий дебит нефти - 2,3 т/сут, при этом обводненность - 91%.

Скважина 109 пробурена и введена в эксплуатацию в 2008 г. на I-келловейский горизонт (840 - 846 м, 859,5 - 863,5 м). Начальный дебит нефти 4 т/сут, обводненность - 86%.

В мае 2016 г. в скважине провели ГТМ по изоляции ранее прострелянного инт. 858,5 - 860,5 м и прострел инт. 837 - 841 м. Это способствовало увеличению добычи нефти от 10 тонн (май) до 912 тонн (июнь) и снижению обводненности с 83% до 6%.

В 2016 г. по скважине отобран максимальный отбор нефти в количестве 6,886 тыс.т, следует отметить, что в 2015 г. добыча нефти составила 2,203 тыс.т.

По состоянию на 01.05.2023 г. накопленный отбор по скважине составил 43,364 тыс.т нефти, 130,971 тыс.т жидкости. Текущий дебит нефти составил 9,2 т/сут, жидкости - 36,7 м³/сут и обводненность - 70%.

Скважина 107 в эксплуатацию введена в 2009 г. По результатам ГИС, нефтенасыщенные толщины были подтверждены только по I-келловейскому горизонту. Начальный дебит по данной скважине составил 7,9 т/сут, на I-келловейском горизонте (инт. 849 - 855 м). В июне 2017 г. провели дострел верхних интервалов (847,5 - 849,5 м) данного горизонта. В 2018 г. был проведен прострел вне продуктивных горизонтов инт. 872,1 - 783,1 м и объект оказался «сухим».

С целью получения притока скважину 107 перевели на I-неокомский пласт инт. 700 - 702 м (с сентября 2018 г. по март 2019 г.), однако, по результатам испытания данный интервал оказался «газоносный». Также провели перфорацию нижних интервалов 706 - 709,5 м и получили незначительный приток нефти 0,1 м³/сут.

Согласно рекомендаций ПР-2020 г. скважину 107 (в апреле 2019 г.) перевели на II объект (I-келловейский горизонт, инт. перф. 847,5 - 849,5 м), получили приток нефти 4,15 т/сут, при этом обводненность на уровне 79%. В июне 2020 г. была проведена работа по очистке от АСПО и замена насоса.

По состоянию на 01.05.2023 г. накопленный отбор нефти по скважине 107 со II объекта составил 25,999 тыс.т, 126,653 тыс.т жидкости. Дебит по нефти составил 1,3 т/сут, по жидкости 9,7 м³/сут, обводненность - 84%.

Скважина 108 введена в эксплуатацию в 2009 г. с начальным дебитом нефти 6,2 т/сут. По Проекту эксплуатация скважины предполагалась на I и II келловейские горизонты, однако из-за высокой обводненности соседней скважины 102 на II келловейском горизонте, скважина 108 была перфорирована на I келловейский горизонт (838 - 843 м).

За время эксплуатации по данной скважине наблюдается стабильное снижение отборов нефти, обусловленное увеличением обводненности продукции скважины.

По состоянию на 01.05.2023 г. накопленный отбор нефти по скважине 108 составил 37,188 тыс.т нефти, 118,511 тыс.т жидкости. Текущий дебит по нефти составил 3,4 т/сут, по жидкости - 23,3 м³/сут, обводненность - 82%.

Скважина 105А введена из бурения в 2012 г., вступила в разработку на II-келловейский горизонт (918 - 925 м) с начальным дебитом нефти 39 т/сут. Из-за быстрого обводнения пласта существующий интервал изолирован. В 2016 г. был проведен прострел верхних интервалов 909,5 - 911,5 м, 910 - 912 м, 913,5 - 914 м, получен приток нефти дебитом 11,8 м³/сут. В 2017 г. проведен ОГН, в результате обводненность уменьшилась от 48,1% до 27,6%. В октябре 2020 г. проведены профилактические работы в виде замены насоса.

На 01.05.2023 г. по скважине отобрано 25,637 тыс.т нефти и 71,65 тыс.т жидкости. Текущий дебит нефти - 2,9 т/сут, жидкости - 2,7 м³/сут, обводненность - 84%.

Скважина 110 пробурена в 2014 г. Проведенный ГИС показал наличие нефтенасыщенных интервалов на горизонтах верхней юры (784,5 - 785,5 м и 786,5 - 787,5 м) и на I-неокоме (711 - 718 м). Однако, по результатам испытания верхней юры интервалы 784,5 - 785,5 м и 786,5 - 787,5 м оказались «сухими». В связи с чем, скважина была переведена на I объект (неокомский горизонт инт. 711 - 718 м), где был получен фонтанный приток нефти и газа. Начальный дебит нефти составил 32 т/сут, без содержания воды. Данная скважина на дату анализа находится в действующем фонде и эксплуатируется механизированным способом (ШГН).

По результатам исследования ГИС ИННК (22 - 24.09.2020 г.) установлено, что кровельная часть газонефтенасыщена в интервале глубин 711,4 - 714,2 м. с $K_{нт}$ до 56,0%. Интервал 714,2 - 716,5 м - обводнен со слабым присутствием УВ.

В октябре 2020 г. провели ЦПД в инт.711 - 718 м, а также перфорацию в инт.711 - 714,3 м. В результате выполненных работ уменьшилась обводненность с 86% до 78%.

На 01.05.2023 г. по скважине отобрано 20,147 тыс.т нефти и 60,688 тыс.т жидкости. Дебит нефти составил 1,4 т/сут, жидкости - 20,0 м³/сут, обводненность - 92%.

Скважина 111 (оценочная) пробурена в 2018 г., вскрыла отложения средней юры. В разрезе оценочной скважины 111 выделены маломощные пласты, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами.

В сентябре 2018 г. проперфорированный инт. 908 - 914 м оказался «сухим». По результатам испытания I-неоком инт. 736 - 742 м и на II-неокоме инт. 746 - 753 м получили притоки воды объемом 76 м³ и 9 м³, соответственно. Также в марте 2019 г. было проведено опробование I-келловейский горизонт инт. 914 - 916 м, 919,5 - 924,5 м, 924,5 - 925,5 м и получена нефть (с фильтратами) - 21,2 м³, воды - 15,6 м³.

Для вызова притока в мае 2019 г. скважину перевели на I объект. По результатам испытания I-неокомский пласт (753 - 755,5 м) оказался «сухим». В сентябре 2020 г. была проведена изоляция инт. 753 - 755,5 м и освоение I-келловейского горизонта (924,5 - 925,5 м), однако, получена пластовая вода и скважину 111 (январь 2021 г.) перевели в наблюдательный фонд.

Скважина 116 пробурена в октябре 2018 г. до глубины 1050 м и вскрыла отложения средней юры. В скважине при освоении I-неокомский пласт инт. 708 - 716 м получен приток тяжелой нефти 4,0 м³/сут с малым содержанием воды.

За период с 2018 г. по 2020 г. по скважине 116 из I объекта отобрано 1,135 тыс.т нефти и 1,706 тыс.т жидкости. При этом дебит нефти изменился от 2,3 т/сут (2018 г.) до 1,0 т/сут (2020 г.), а обводненность увеличилась от 5,9% до 55,8%. В январе 2021 г. скважина находилась в простое.

В феврале 2021 г. с целью определения текущей нефтенасыщенности проведены исследования ГИС (ИННК), в результате которого были установлены нефтенасыщенные интервалы 936,2 - 939,0 м и 939,6 - 941,5 м келловейского горизонта (по предварительной оценке). В марте 2021 г. по результатам перфорации инт. 937 - 939 м, 939,5 - 941 м получили 131,7 т нефти с дебитом 4,6 т/сут. В связи с высокой обводненности (99%) данная скважина находится в простое.

В июне 2021 г. проведено исследование ГИС по определению профиля притока (PLT) тех же интервалов, по результатам которого была получена вода с пленкой нефти. Полученные результаты говорят о возможной перспективности выявленных перфорированных интервалов келловейского горизонта. Стоит отметить, что ранее келловейский горизонт в районе данной скважины не был выделен как продуктивный (ПЗ-2019 г.) из-за слабых признаков УВ по ГИС.

На II объекте скважина эксплуатировалась с июня по сентябрь 2021 г., отработав всего 90 дней. За этот период по скважине отобрано 413,4 тонн нефти и 2160 тонн жидкости. На дату составления отчета скважина находится в простое (в ожидании ремонта).

Скважина 112 пробурена и введена в эксплуатацию в июне 2022 г., следует отметить, что местоположение изменено по результатам сейсмики 3Д (2021 г.), интервал перфорации 851,7 - 860 м, горизонт I-K J2 k11 (II объект разработки). На 01.05.2023 г. по данной скважине отобрано 3,467 тыс.т нефти и 8,499 тыс.т жидкости. Текущий дебит по нефти составил 9,1 т/сут, по жидкости - 35,2 м³/сут, обводненность - 69%.

3.2.2 Динамика технологических показателей разработки

Месторождение Октябрьское разрабатывается согласно Проекту разработки 2020 г. На месторождении выделены 2 объекта разработки: I объект - неокомские горизонты; II объект - келловейские горизонты.

На 01.05.2023 г. накопленная добыча с начала разработки составляет: 329,5 тыс.т нефти и 1428,3 тыс.т жидкости. Отбор от НИЗ достиг 71 %, темп отбора от НИЗ составил 1 % и КИН на уровне 0,340 д.ед.

Следует отметить, что основная доля накопленной добычи (выше 92 %) приходится на II объект разработки.

За 2022 г. отобрано 14,98 тыс.т нефти, 71,9 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м³ газа. Обводненность продукции – 79,2 %, газовый фактор составляет 5,6 м³/т. Средние дебиты по нефти и жидкости составили 3,6 и 17,1 т/сут, соответственно. Добывающий фонд составил 11 ед., из них в действующем фонде 10 ед. В нагнетательном фонде 1 ед.

За 2019 - 2021 гг. отмечается снижение темпа отбора, обусловленное падением среднегодового дебита нефти, уменьшением фонда добывающих скважин по причине вывода скважин в бездействие. В 2022 г. за счет бурения количество действующих скважин увеличилось и соответственно объем добычи нефти и жидкости больше.

За 4 месяца 2023 г. отобрано 4,36 тыс.т нефти, 26,7 тыс.т жидкости и 0,027 млн.м³ газа. Обводненность продукции – 83,7 %, газовый фактор составляет 6,3 м³/т. Средние дебиты по

нефти и жидкости составили 3,8 и 23,5 т/сут, соответственно. Добывающий фонд составил 11 ед., из них в действующем фонде 10 ед. В нагнетательном фонде 1 ед.

В таблице 3.2.4 и на рисунке 3.2.1 приведена динамика основных технологических показателей разработки по месторождению Октябрьское.

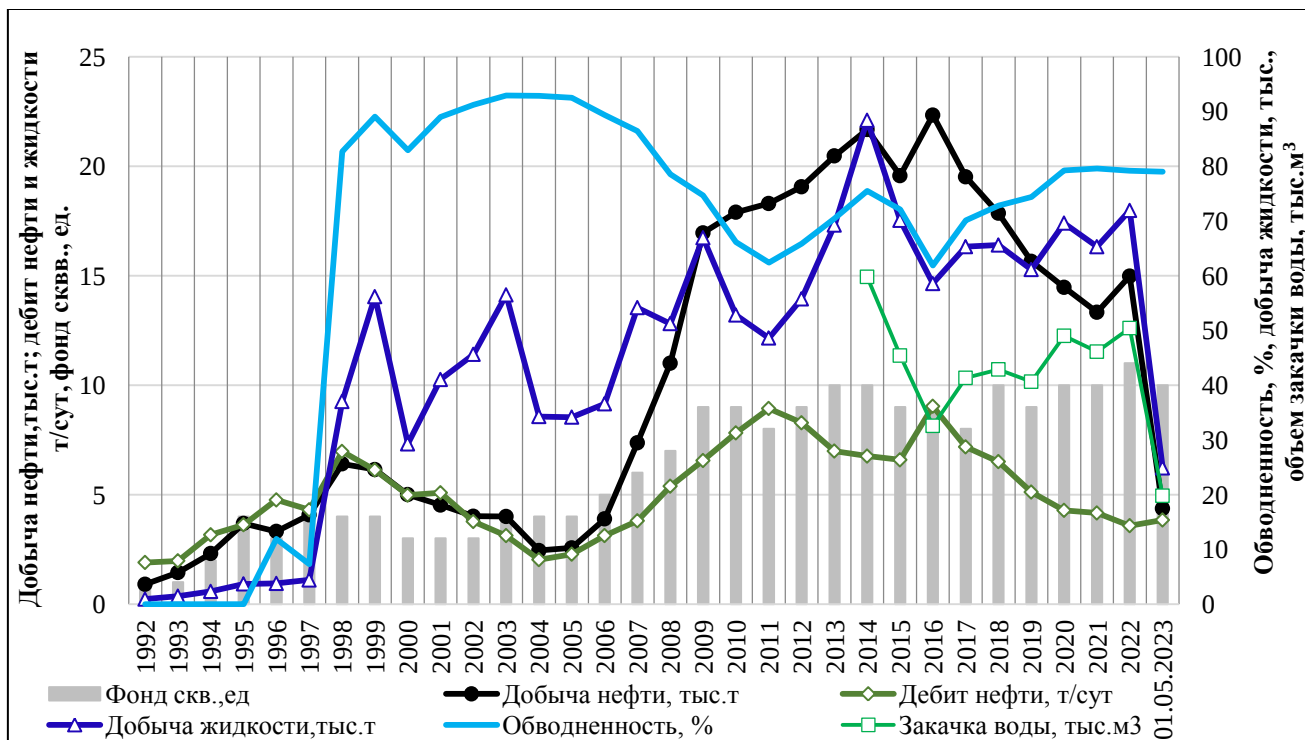


Рис. 3.2.1 - Месторождение Октябрьское. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.4 - Месторождение Октябрьское. Динамика основных показателей разработки в 2019 - 01.05.2023 гг.

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	01.05.2023
1	2	3	4	5	6	7
Добыча нефти, тыс.т	тыс.т	15,652	14,466	13,328	14,979	4,364
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	15,652	13,666	12,915	12,555	4,364
из новых скважин	тыс.т	0,000	0,800	0,413	2,424	0,000
Накопленная добыча нефти	тыс.т	282,335	296,801	310,129	325,108	329,471
Добыча жидкости	тыс.т	61,1	69,59	65,28	71,91	26,759
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1194,7	1264,3	1329,6	1401,5	1428,283
Обводненность среднегодовая	%	74,39	79,21	79,58	79,17	83,69
Темп отбора от НИЗ	%	4,52	4,18	3,85	4,32	0,94*
Текущий КИН	д.ед.	0,358	0,376	0,393	0,412	0,340*
Отбор от извлекаемых запасов	%	81,48	85,66	89,50	93,83	70,63*
Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	1	1	1	
в том числе из бурения	ед.				1	
с другого объекта	ед.			1		
из консервации	ед.		1			
Выбытие добывающих скважин	ед.	1	0	1	0	0
Фонд доб. скв. на конец года	ед.	9	10	10	11	10
в т.ч.: действующий	ед.	9	10	10	10	10
Фонд нагн. скважин на конец года	ед.	1	1	1	1	1
Средний дебит 1 скв. по нефти	т/сут	5,11	4,28	4,05	4,41	3,84
Средний дебит 1 скв. по жидкости	т/сут	19,97	20,59	19,81	21,0	23,54

продолжение таблицы 3.2.4

1	2	3	4	5	6	7
Добыча газа	млн.м ³	0,1634	0,0949	0,0904	0,0834	0,0276
Накопленная добыча газа	млн.м ³	3,555	3,650	3,741	3,824	3,852
Средний газовый фактор	м ³ /т	10,44	6,56	6,79	5,57	6,32
Закачка воды	тыс. м ³	40,628	49,001	46,110	50,417	19,781
Накопленная закачка воды	тыс. м ³	262,547	311,548	357,658	408,075	427,856
Средняя приемистость 1 нагнет.скв.	м ³ /сут	111,3	133,9	126,3	138,1	164,8
Компенсация отборов текущая	%	66,5	70,4	70,6	70,1	73,9
Компенсация отборов накопленная	%	22,0	24,6	26,9	29,1	30,0
Коэффициент эксплуатации	д.ед.	0,9	0,9	0,9	0,9	0,95

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

I объект. Согласно утвержденному варианту ПР-2020 г., I объект разработки разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии.

На 01.05.2023 г накопленная добыча нефти по данному объекту составила 25,8 тыс.т, что соответствует 33 % отбора от НИЗ, текущий КИН составил 0,091 д.ед. при утвержденных 0,272 д.ед.

I объект был введен в разработку в 2014 г. скважиной 110. Всего на объекте в эксплуатации находились 4 добывающих скважин. Основные технологические показатели объекта с начала разработки приведены на рисунке 3.2.2.

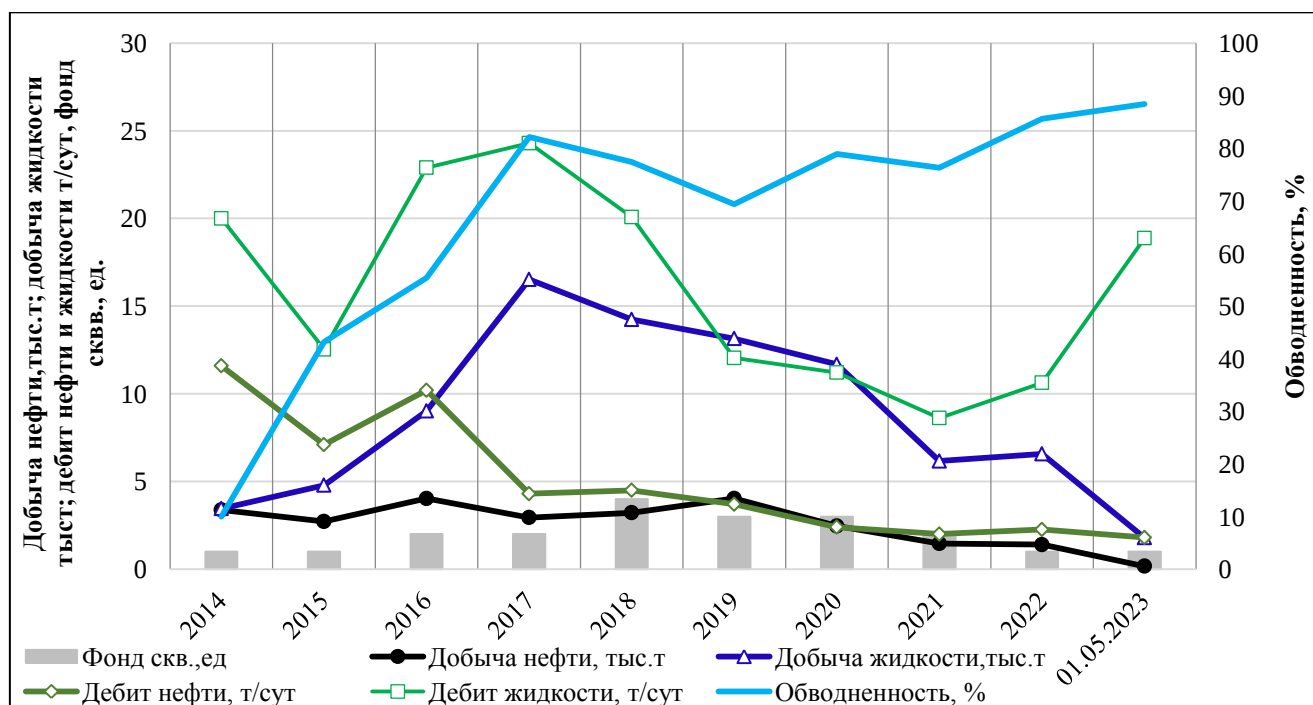


Рис. 3.2.2 - Месторождение Октябрьское. I объект. Динамика основных технологических показателей разработки

В целом, рассматривая динамику добычи нефти с начала разработки объекта, можно отметить максимальные отборы нефти в 2016 г (4,027 тыс.т) и 2019 г (4,030 тыс.т), что связано переводом в 2016 г. скважины 103 со II объекта, которая вступила в эксплуатацию с высокой обводненностью - 72 %. Максимальный отбор в 2019 г. обусловлен вводом в

эксплуатацию в 2018 г. скважины 116 из бурения и переводом скважины 102 со II объекта, а также выводом высокообводненной скважины 103 в бездействие, с чем связано снижение обводненности в 2018 - 2019 гг. С 2020 г. наблюдается снижение уровней отбора из-за уменьшения фонда добывающих скважин до 2 ед.

За 2022 г. добыча нефти по I объекту составляла 1,4 тыс.т, жидкости 6,6 тыс.т и 0,0092 млн.м³ газа. Обводненность достигла 79 %. Средний дебит нефти 2,3 т/сут, и жидкости - 10,6 т/сут. Отбор от НИЗ - 64 %, темп отбора от НИЗ - 3,5 % и КИН - 0,157 д.ед. Действующий фонд добывающих скважин составил 2 ед. (102 и 110), однако, с сентября скважину 102 перевели на основной объект, в связи с ростом обводненности.

За январь - апрель 2023 г. добыча нефти по I объекту составляла 0,17 тыс.т, жидкости 2 тыс.т и 0,0011 млн.м³ газа. Обводненность достигла 91 %. Средний дебит нефти 1,8 т/сут, и жидкости - 20,9 т/сут. Отбор от НИЗ - 33 %, темп отбора от НИЗ - 0,22 % и КИН - 0,091 д.ед. Действующий фонд добывающих скважин составил 1 ед. (110).

В таблице 3.2.5 приведены фактические технологические показатели разработки I объекта, за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Таблица 3.2.5 - Месторождение Октябрьское. I объект. Динамика основных показателей разработки

Показатели	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	01.05.2023
Добыча нефти,	тыс.т	4,030	2,460	1,462	1,397	0,174
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	4,030	2,460	1,462	1,397	0,174
из новых скважин	тыс.т	0	0	0	0	0
Накопленная добыча нефти	тыс.т	20,327	22,787	24,249	25,646	25,820
Добыча жидкости	тыс.т	13,153	11,681	6,164	6,575	1,983
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	61,180	72,861	79,025	85,6	87,583
Обводненность, %	%	69,4	78,9	76,3	78,8	91,3
Темп отбора от НИЗ	%	10,02	6,12	3,64	3,48	0,22*
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,124	0,140	0,148	0,157	0,091*
Отбор от извлекаемых запасов	%	50,56	56,68	60,32	63,80	33,36*
Выбытие добывающих скважин	ед.	1		1		
Фонд добывающих скв. на конец периода	ед.	3	3	2	2	1
в т.ч.: действующий	ед.	3	3	2	1	1
Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти	т/сут	3,69	2,36	2,04	2,26	1,82
Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости	т/сут	12,04	11,21	8,62	10,63	20,86
Добыча газа	млн.м ³	0,0422	0,0222	0,012	0,0092	0,0011
Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,2144	0,2366	0,2486	0,2578	0,2589
Средний газовый фактор	м ³ /т	10,47	9,04	8,24	6,56	6,19
Коэффициент эксплуатации	д.ед.	1,00	0,95	0,98	0,9	0,79

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

II объект (основной). Объект был введен в промышленную разработку в 1992 г. ППД путем закачки воды осуществляется с 2014 г. одной нагнетательной скважиной 106.

По состоянию на 01.05.2023 г. накопленная добыча нефти и жидкости на II объекте составляет 303,6 тыс.т и 1340,7 тыс.т, соответственно. Отбор от НИЗ составляет 78 %, темп отбора от НИЗ - 1 % и КИН равен 0,444 д.ед.

На рисунке 3.2.3 представлена динамика основных технологических показателей II объекта с начала разработки.

Основные технологические показатели разработки II объекта за анализируемый период 2019 - 01.05.2023 гг. представлены в таблице 3.2.6.

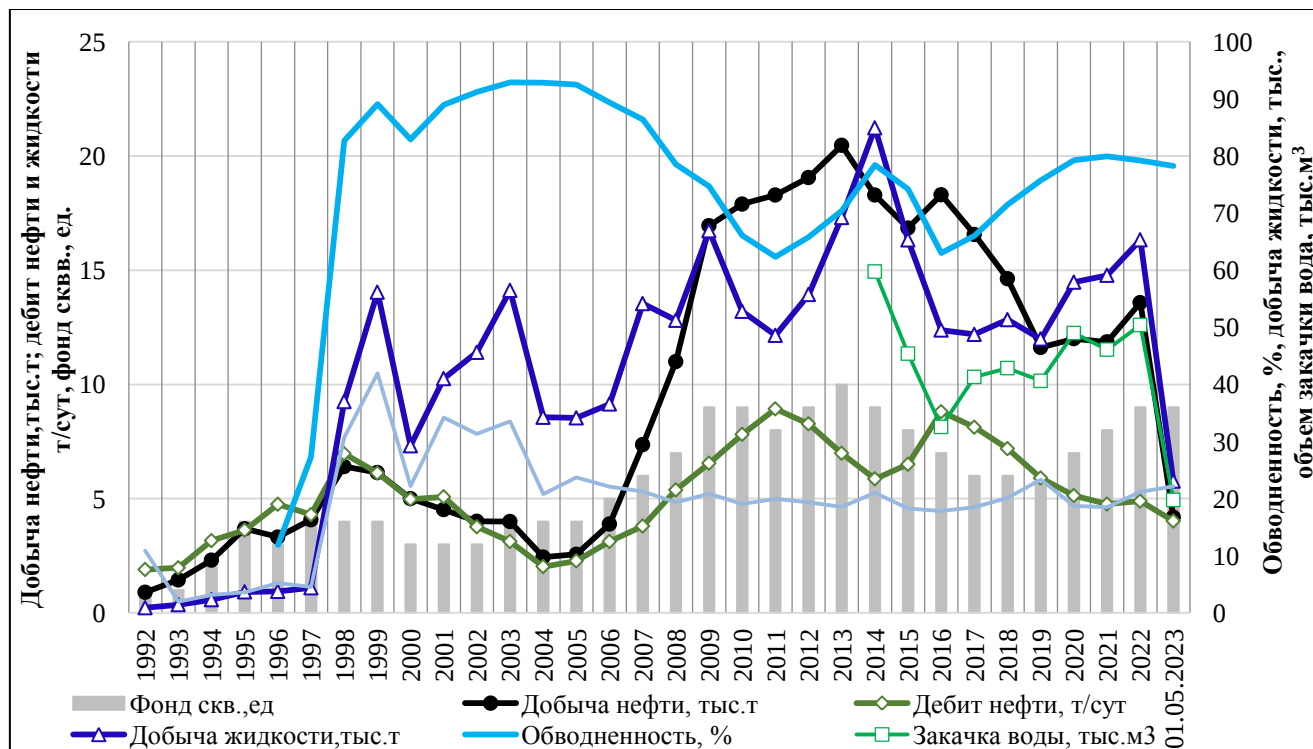


Рис. 3.2.3 - Месторождение Октябрьское. II объект. Динамика основных технологических показателей разработки

Таблица 3.2.6 - Месторождения Октябрьское. II объект. Динамика основных показателей разработки в 2019 - 01.05.2023 гг.

Показатели	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	01.05.2023
1	2	3	4	5	6	7
Добыча нефти	тыс.т	11,622	12,006	11,866	13,581	4,190
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	11,622	11,206	11,453	11,157	4,190
из новых скважин	тыс.т	0,00	0,8	0,4134	2,4240	0
Накопленная добыча нефти	тыс.т	262,008	274,014	285,880	299,461	303,652
Добыча жидкости	тыс.т	47,962	57,914	59,117	65,332	24,776
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1133,561	1191,475	1250,592	1315,924	1340,7
Обводненность среднегодовая	%	75,77	79,27	79,93	79,21	83,09
Темп отбора от НИЗ	%	3,79	3,92	3,87	4,43	1,08*
Текущий КИН	д.ед.	0,419	0,438	0,457	0,479	0,444*
Отбор от извлекаемых запасов	%	85,54	89,46	93,33	97,77	78,04*
Ввод скважин	ед.		1	1	1	
в том числе из бурения	ед.				1	
с другого объекта	ед.			1		
из консервации	ед.		1			
Выбытие добывающих скважин	ед.					
Фонд доб. скважин на конец	ед.	6	7	8	9	9
в т.ч.: действующий	ед.	6	7	8	9	9
Фонд нагн. скв. на конец года	ед.	1	1	1	1	1
Средний дебит 1 скв. по нефти	т/сут	5,90	5,13	4,6	4,89	4,02
Средний дебит 1 скв. жидкости	т/сут	24,37	24,77	22,92	23,54	23,79

продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5	6	7
Добыча газа	млн.м ³	0,1212	0,0727	0,0784	0,0743	0,0265
Накопленная добыча газа	млн.м ³	3,3410	3,4137	3,4921	3,5663	3,5928
Средний газовый фактор	м ³ /т	10,43	6,06	6,61	5,47	6,33
Закачка воды	тыс.м ³	40,628	49,001	46,110	50,417	19,781
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	262,547	311,548	357,658	408,075	427,856
Средняя приемистость нагн.скв.	м ³ /сут	111,3	133,9	126,3	138,1	164,8
Компенсация отборов текущая	%	84,7	84,6	78,0	77,2	79,8
Компенсация отборов накопленная	%	23,2	26,1	28,6	31,0	31,9
Коэффициент эксплуатации	д.ед.	0,90	0,92	0,85	0,9	0,96

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

Анализируя весь период разработки, можно сделать вывод, что рост добычи нефти и жидкости по объекту в целом связан с разбуриванием и активной эксплуатацией келловейских горизонтов. Необходимо отметить, что с 1992 г. до 1996 г. по объекту отмечается период безводной нефти. С 1992 г. по 1998 г. наблюдается стабильный рост отборов нефти, что обусловлено, в основном, вводом новых скважин. С 1998 г. по 2007 г. наблюдается резкий рост обводненности, что послужило стабильному снижению отборов нефти с 1999 г. до 2007 г. Рост обводненности в этот период связан с резким ростом обводненности продукции скважин 10 и 102 от 5,3 % (1997 г.) до 85,4 % (1999 г.). С 2007 г. вновь наблюдается увеличение добычи нефти с последующей стабилизацией на уровне 11,0 тыс.т - 20,5 тыс.т в течение 6 лет (2008 - 2013 гг.). Рост добычи нефти в 2007 г. и стабилизация уровня добычи нефти связана с вводом в разработку новых скважин и проведением ГТМ по интенсификации добычи нефти. В эти же годы наблюдается снижение обводненности продукции скважин за счет выбытия высокообводненных скважин 10, 102, 103 и 104.

С 2014 г. была организована система ППД на II объекте, что позволило восстановить энергетический баланс путем компенсации отбора жидкости. В 2013 г. по объекту отобран максимальный отбор нефти в количестве 20,469 тыс.т при фонде скважин 10 ед. Далее, начиная с 2017 г., наблюдается снижение добычи нефти, обусловленное отсутствием бурения новых добывающих скважин, выбытием скважин и увеличением обводненности добываемой продукции переходящих скважин.

В 2020 г. наблюдается незначительный рост добычи нефти в количестве 12,006 тыс.т, что обусловлено как увеличением фонда скважины за счет ввода одной скважины 103 из консервации, ранее работавшей на I объекте, геолого-техническими мероприятиями проведенными на скважинах, а также увеличением объема закачиваемой воды.

За 2022 г. добыча нефти составила 13,6 тыс.т, жидкости 65,3 тыс.т и 0,0743 млн.м³ газа. Средняя обводненность составила 79 %, газовый фактор составляет 5,5 м³/т. Средний

дебит по нефти и жидкости составил 4,9 т/сут и 23,5 т/сут, соответственно. Объем закачиваемой воды составил 50,4 тыс.м³ и накопленная закачка воды составила 408,1 тыс.м³. Текущая компенсация отбора закачки воды составляет 77 %, а накопленная - 31 %. Добывающий фонд скважин - 9 ед. и действующий фонд нагнетательных скважин 1 ед.

За 4 месяца 2023 г. добыча нефти составила 4,2 тыс.т, жидкости 24,8 тыс.т и 0,0265 млн.м³ газа. Средняя обводненность составила 83 %, газовый фактор составляет 6,3 м³/т. Средний дебит по нефти и жидкости составил 4 т/сут и 23,8 т/сут, соответственно. Объем закачиваемой воды составил 19,8 тыс.м³ и накопленная закачка воды составила 427,8 тыс.м³. Текущая компенсация отбора закачки воды составляет 80 %, а накопленная – 32 %. Добывающий фонд скважин - 9 ед. и действующий фонд нагнетательных скважин 1 ед.

В рамках «Проекта разработки - 2020 г.» было предусмотрено бурение 1 добывающей скважины 112, которую фактически пробурили в июне 2022 г. Местоположение было уточнено с учетом результатов полученных после интерпретации сейсмики 3Д. С 28.06.2022г. данная скважина вступила в эксплуатацию с дебитом нефти 36,7 м³/сут.

С целью поддержания добычи нефти, недропользователем проводятся профилактические работы во всех скважинах в виде обработки призабойной зоны горячей нефтью раз в 2-3 месяца и также ежегодно проводится подземный ремонт с ревизией ВСО, с заменой насоса.

Характеристика закачки рабочего агента

На месторождении Октябрьское закачка воды с целью ППД на II объекте разработки осуществляется с 2014 г. нагнетательной скважиной 106. На данном объекте эксплуатируются 9 добывающих скважин. Всего на 01.05.2023 г. по скважине 106 закачано 427,856 тыс.м³ воды.

На рисунке 3.2.4 представлена динамика показателей нагнетательной скважины 106 за период 2014 - 01.05.2023 гг. Максимальный объем воды закачанной в пласт наблюдается в 2014 г., который составил 59,8 тыс.м³, с приемистостью 163,8 м³/сут.

По рисунку 3.2.4 наблюдается прямая зависимость обводненности от объемов закачанной воды в пласт через нагнетательную скважину 106.

Как показывает анализ основных показателей разработки, по II объекту за анализируемый период (2017 г. - 2022 г.) текущая компенсация по II объекту изменяется от 70 % (2017 г.) до 80 % (2022 г.), при этом максимальный объем закачки за этот период в количестве 50,4 тыс.м³ достигнут в 2022 году. Накопленная компенсация отбора закачкой в

целом по объекту за этот период изменялась в пределах 17,3 % - 29,8 %. На дату составления отчета скважина работает с приемистостью 138,1 м³/сут.

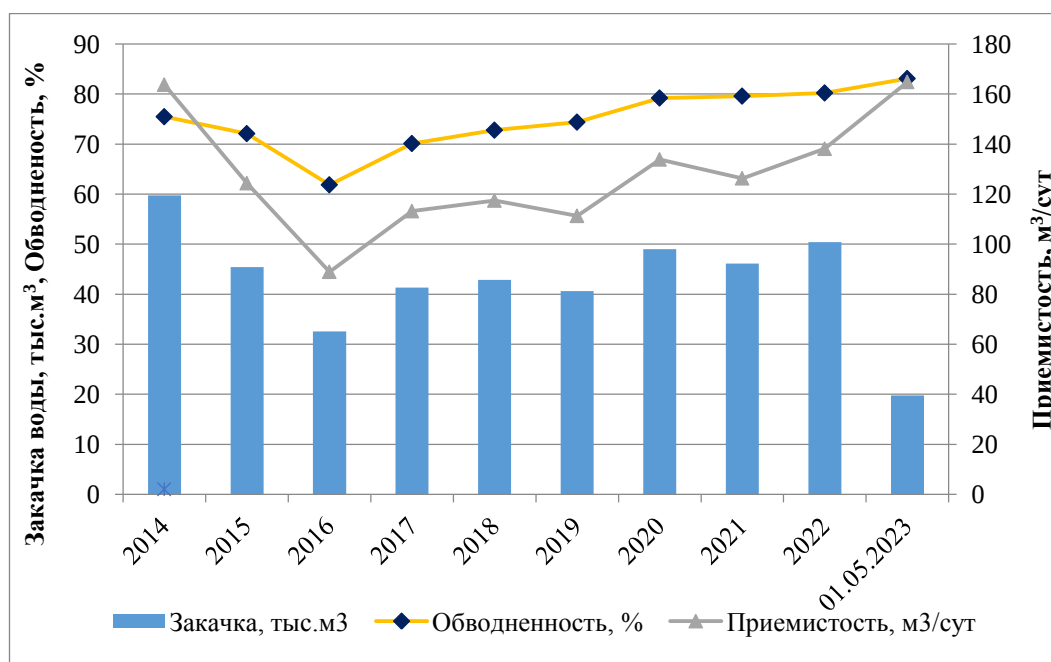


Рис. 3.2.4 - Месторождение Октябрьское. Динамика основных технологических показателей, характеризующих работу системы ППД

В 2019 г. объем закачки воды составил 40,6 тыс.м³, при этом приемистость скважины в среднем составила 111,3 м³/сут. Обводненность по II объекту - 75,8 %.

В 2020 г. объем закачки составил 49,0 тыс.м³, средняя приемистость скважины - 133,9 м³/сут. Обводненность - 79,3 %.

В 2021 г. объем закачки воды составил 46,1 тыс.м³, при этом приемистость скважины в среднем составила 126,3 м³/сут. Обводненность по II объекту - 79,9 %.

В 2022 г. объем закачки воды составила 50,4 тыс.м³, средняя приемистость скважины - 138,1 м³/сут.

На дату составления отчета (01.05.2023 г.) закачка воды составила 19,781 тыс.м³, средняя приемистость скважины - 164,8 м³/сут.

3.2.3 Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В настоящее время действующим проектным документом на разработку месторождения является Проект разработки, утвержденный в 2020 г.

В 2022 г. составлен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки на 2022-2023 гг.

В таблице 3.2.7 представлено сопоставление проектных и фактических технологических показателей разработки по месторождению Октябрьское за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Для сравнения проектных и фактических показателей разработки проектные показатели в период 2019 - 2021 гг. взяты с Проекта разработки 2020 г., за 2022 – 2023 гг. - с отчета «Анализ разработки 2022 г.».

По месторождению, за период 2019 - 01.05.2023 гг. фактические отборы нефти практически на уровне запроектированной, добыча жидкости превышали проектные значения. Фактический фонд добывающих скважин и средний дебит нефти отличаются незначительно. Средний газовый фактор меньше проектных значений. Закачка воды ведется только на II объекте, вследствие чего параметры ППД в целом по месторождению характеризуются показателями II объекта.

Таблица 3.2.7 - Месторождение Октябрьское. Проектные и фактические показатели разработки за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Показатели	Ед. изм.	2019		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт (01.05.2023)
Добыча нефти, всего	тыс.т	14,780	15,652	12,94	14,466	12,92	13,328	15,23	14,978	15,1	4,364
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	13,97	15,652	12,94	13,666	10,20	12,915	12,73	12,554	13,3	4,364
из новых скважин	тыс.т	0,81			0,80	2,72	0,413	2,50	2,4240	1,9	0,000
Накопленная добыча нефти	тыс.т	281,60	282,335	294,500	296,801	307,7	310,129	325,00	325,107	340	329,471
Добыча жидкости	тыс.т	58,68	61,115	51,050	69,595	55,1	65,281	68,70	71,907	69	26,759
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1202,969	1194,74	1254,026	1264,34	1309,154	1329,6	1398,0	1401,5	1467	1428,283
Обводненность среднегодовая	%	74,8	74,4	74,7	79,2	76,6	79,6	77,8	79,2	78,0	83,69
Темп отбора от НИЗ	%	4,3	4,5	3,74	4,2	3,73	3,8	4,40	4,3	4,4	0,94*
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	д.ед	0,357	0,358	0,373	0,376	0,390	0,393	0,412	0,412	0,431	0,340*
Отбор от извлекаемых запасов	%	81,3	81,5	85,0	85,7	88,8	89,5	93,8	93,8	98,1	70,63*
Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0		1	2	1	1	1	2	0
в том числе из бурения	ед.					1		1	1	2	0
с другого объекта	ед.	1				1	1				
из консервации	ед.				1						
Выбытие добывающих скважин	ед.	1	1	1			1	1	1	0	0
Фонд добывающих скв. на конец периода	ед.	11	9	10	10	12	10	11	11	13	10
в т.ч.: действующий	ед.	9	9	10	10	12	9	11	10	13	10
Фонд нагнетательных скважин на конец периода	ед.	1	1	1	1	1	1	2	1	2	1
Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти	%	4,82	5,1	4,64	4,3	3,54	4,2	2,8	3,6	2,6	3,84
Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости	%	19,2	20,0	18,3	20,6	15,1	20,4	12,2	17,1	11,5	23,54
Добыча газа	млн.м ³	0,161	0,1634	0,1410	0,0949	0,141	0,0904	0,180	0,0834	0,179	0,0276
Накопленная добыча газа	млн.м ³	3,555	3,5553	3,696	3,6503	3,836	3,7407	3,920	3,8241	4,100	3,852
Средний газовый фактор	м ³ /т	10,9	10,4	10,9	6,6	10,9	6,8	11,8	5,6	11,8	6,32
Закачка воды	тыс.м ³	41,4	40,628	35,2	49,001	38,1	46,110	46,90	50,4	47,0	19,781
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	263,28	262,547	298,480	311,548	336,58	357,658	405	408,1	451,6	427,856
Среднегодовая приемистость 1 нагнет. скв.	м ³ /сут	125,9	111,3	107,1	133,9	116,1	126,3	116,4	138,1	72,2	164,8
Компенсация отборов текущая	%	70,6	66,5	69,0	70,4	69,1	70,6	68,3	70,1	68,4	73,9
Коэффициент эксплуатации	д.ед	0,95	0,93	0,95	0,93	0,95	0,88	0,95	0,90	0,90	0,95

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

I объект. За период 2019 - 01.05.2023 гг. по объекту фактические отборы нефти и жидкости ниже проектных значений. Что обусловлено меньшим фактическим фондом и дебитом нефти и жидкости.

В 2022 г. фактическая добыча нефти не достигала проектного уровня, в связи с уменьшением фонда действующих скважин. Из-за роста обводненности одну скважину (102) перевели на II объект. Также не ввели в эксплуатацию запроектированную скважину (116) из простоя.

За первый квартал 2023 г. фактическая добыча нефти не достигала проектного уровня, в связи с уменьшением фонда действующих скважин. Планируемый объём закачки воды не был реализован в связи с тем, что нагнетательная скважина (111) не была введена в работу.

II объект. За период 2019 - 2022 гг. II объект разрабатывался практически на уровне проектных величин. Основные фактические показатели разработки, такие как: добыча нефти, средний дебит, обводненность, фонд действующих скважин практически на уровне проектных значений. Следует отметить, что на данном объекте осуществляется закачка воды (ППД) одной нагнетательной скважиной. По результатам анализа с 2020 г. наблюдается расхождение объема закачки воды между фактическим и проектным. За счет увеличения приемистости нагнетательной скважины фактически закачен больше объем воды по сравнению с проектным.

В 2022 г. по объекту фактически отобрано 13,6 тыс.т нефти, жидкости 65,3 тыс.т и по газу 0,074 млн.м³. Проектные годовые добычи нефти и жидкости на уровне 13,4 тыс.т и 62,3 тыс.т, соответственно. Фактические дебиты по нефти 4,9 т/сут, по жидкости 23,5 т/сут при проектных значениях 4,1 т/сут и 19,2 т/сут, соответственно. Фактический фонд добывающих скважин 9 ед. В июне 2022 г. введена в эксплуатацию новая добывающая скважина (112) из бурения. Следует отметить, по данному объекту отбор от НИЗ на уровне 98%.

За 4 месяца 2023 г. по объекту фактически отобрано 4,2 тыс.т нефти, жидкости 24,7 тыс.т и по газу 0,026 млн.м³. Ожидаемая фактическая добыча нефти за год соответствует проекту. Проектные годовые добычи нефти и жидкости на уровне 12,4 тыс.т и 58 тыс.т, соответственно. Фактические дебиты по нефти 4 т/сут, по жидкости 23,8 т/сут при проектных значениях 3,1 т/сут и 14,4 т/сут, соответственно. Фактический фонд добывающих скважин 9 ед. Отбор от НИЗ на уровне 78%.

В таблицах 3.2.8 - 3.2.9 представлено сопоставление проектных и фактических технологических показателей по объектам разработки за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Таблица 3.2.8 - Месторождение Октябрьское. I объект. Проектные и фактические показатели разработки за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Показатели	Ед. изм.	2019		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт (01.05.2023)
Добыча нефти,	тыс.т	2,6	4,030	3,04	2,460	2,69	1,462	1,83	1,397	2,7	0,174
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	2,60	4,030	3,04	2,460	2,69	1,462	1,83	1,397	2,7	0,174
Накопленная добыча нефти	тыс.т	19,0	20,327	22,0	22,787	25,0	24,249	26,0	25,646	29	25,820
Добыча жидкости	тыс.т	17,28	13,153	15,65	11,681	16,6	6,164	6,4	6,575	11	1,983
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	63,51	61,180	79,16	72,861	95,76	79,025	85,0	85,60	96	87,583
Обводненность среднегодовая	%	85,0	69,4	80,58	78,9	83,8	76,3	71,5	78,8	74,2	91,3
Темп отбора от НИЗ	%	6,45	10,0	7,56	6,1	6,69	3,6	4,6	3,5	6,7	0,22*
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,116	0,124	0,134	0,140	0,151	0,148	0,160	0,157	0,176	0,091*
Отбор от извлекаемых запасов	%	47,0	50,6	54,6	56,7	61,3	60,32	64,9	63,8	71,6	33,36*
Ввод новых добывающих скважин	ед.	0	0		0		0	1	0	0	0
в том числе из бурения	ед.	0	0		0		0		0	0	0
с другого объекта	ед.	0	0		0		0	1	0	0	0
из консервации	ед.	0	0		0		0		0	0	0
Выбытие добывающих скважин	ед.	1	1	1	0		1		0	0	0
Фонд добывающих скв. на конец периода	ед.	5	3	4	3	4	2	3	2	3	1
в т.ч.: действующий	ед.	3	3	4	3	4	2	3	1	3	1
перевод под нагнетание воды	ед.							1		1	
Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти	%	3,94	3,7	3,66	2,4	3,2	2,04	1,5	2,26	2,2	1,82
Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости	%	26,3	12,0	18,9	11,21	20,0	8,6	5,3	10,6	8,6	20,86
Добыча газа	млн.м ³	0,027	0,0422	0,032	0,0222	0,028	0,012	0,020	0,0092	0,030	0,0011
Накопленная добыча газа	млн.м ³	0,199	0,2144	0,231	0,2366	0,259	0,2486	0,270	0,2578	0,299	0,2589
Средний газовый фактор	м ³ /т	10,4	10,5	10,5	9,0	10,4	8,2	10,9	6,6	11,1	6,19
Закачка воды	тыс.м ³	0	0	0	0	0	0	0,3	0	6,8	0
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	0	0	0	0	0	0	0,3	0	7,1	0
Среднегодовая приемистость 1 нагнет. скв.	м ³ /сут	0	0	0	0	0	0	55,0	0	35,4	0
Коэффициент эксплуатации добывающ. скв.	д.ед.	0,95	0,997	0,95	0,95	0,95	0,98	0,95	0,9	0,9	0,79

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

Таблица 3.2.9 - Месторождение Октябрьское. II объект. Проектные и фактические показатели разработки за период 2019 - 01.05.2023 гг.

Показатели	Ед. изм.	2019		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт (01.05.2023)
Добыча нефти,	тыс.т	12,18	11,622	9,9	12,006	10,23	11,866	13,4	13,581	12,4	4,190
в т.ч.: из переходящих скважин	тыс.т	11,37	11,622	9,9	11,206	7,51	11,453	10,9	11,157	10,5	4,190
из новых скважин	тыс.т	0,81	0,00	0	0,8	2,72	0,413	2,5	2,4240	1,9	0
Накопленная добыча нефти	тыс.т	262,6	262,008	272,500	274,014	282,73	285,880	299,0	299,461	311	303,652
Добыча жидкости	тыс.т	41,4	47,962	35,400	57,914	38,5	59,117	62,3	65,332	58	24,776
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	1139,459	1133,56	1174,87	1191,48	1213,394	1250,59	1313,0	1315,924	1371	1340,7
Обводненность среднегодовая	%	70,6	75,8	72,03	79,3	73,5	79,9	78,5	79,2	78,7	83,09
Темп отбора от НИЗ	%	3,98	3,8	3,23	3,92	3,34	3,87	4,4	4,43	4,1	1,08*
Текущий коэффициент нефтеизвлечения	д.ед.	0,420	0,419	0,436	0,438	0,452	0,457	0,479	0,479	0,498	0,444*
Отбор от извлекаемых запасов	%	85,7	85,5	89,0	89,5	92,3	93,3	97,7	97,8	101,6	78,04*
Ввод новых добывающих скважин	ед.				1	2	1	1	1	2	
в том числе из бурения	ед.					1		1	1	2	
с другого объекта	ед.	1				1	1			0	
из консервации	ед.				1						
Выбытие добывающих скважин	ед.								1	0	
Фонд добывающих скв. на конец периода	ед.	6	6	6	7	8	8	8	9	10	9
в т.ч.: действующий	ед.	6	6	6	7	8	7	8	9	10	9
Фонд нагнетательных скв. на конец периода	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Среднегодовой дебит 1 скв. по нефти	%	6,18	5,9	5,0	5,1	4,16	4,8	4,1	4,9	3,1	4,02
Среднегодовой дебит 1 скв. по жидкости	%	21,0	24,4	18,0	24,8	15,7	23,7	19,2	23,5	14,4	23,79
Добыча газа	млн.м ³	0,134	0,1212	0,109	0,0727	0,113	0,0784	0,160	0,0743	0,149	0,0265
Накопленная добыча газа	млн.м ³	3,356	3,3410	3,465	3,4137	3,577	3,4921	3,650	3,5663	3,801	3,5928
Средний газовый фактор	м ³ /т	11,0	10,4	11,0	6,1	11,0	6,6	11,9	5,5	12,0	6,33
Закачка воды	тыс.м ³	41,4	40,628	35,2	49,001	38,1	46,110	46,6	50,417	40,2	19,781
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	263,28	262,547	298,48	311,548	336,58	357,658	404,0	408,075	444,5	427,856
Среднегодовая приемистость 1 нагнет.скв.	м ³ /сут	125,9	111,3	107,1	133,9	116,1	126,3	116,4	138,1	109,1	164,8
Компенсация отборов текущая	%	100,0	84,7	100,0	84,6	100,0	78,0	75	77,2	70	79,8
Коэффициент эксплуатации	д.ед.	0,95	0,90	0,95	0,92	0,95	0,85	0,9	0,9	0,9	0,96

*- Запасы с отчета «Пересчет запасов - 2023»

3.2.4 Текущее энергетическое состояние залежей

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении проводились замеры забойных и пластовых давлений, а также замеры динамических уровней. Последние замеры пластового давления были определены в 2019 г. по результатам 3 исследований КВУ в скважинах 100, 105А и 116, и в 2022 г. по результатам исследований КВД в скважине 112. В 2023 году было проведено 4 исследования КВУ в скважинах 103, 105А, 109 и 110 (см. граф.прил. 17).

I объект разрабатывается на режиме истощения пластовой энергии. Начальное пластовое давление составило 7,6 МПа, давление насыщения 2,6 - 2,78 МПа, начальная пластовая температура - 39,68 °С.

В 2019 г. с целью оценки энергетического состояния были проведены дополнительные исследования по скважинам 102, 110, 116. За анализируемый период проведено 19 замеров динамических уровней. После обработки данных МУО+КВД (2017 г.) в скважине 110 на гл. 711-718 м пластовое давление составило 3,89 МПа, забойное давление - 3,6 МПа. В скважине 102 (2017 г.) пластовое давление по результатам КВУ составило 8,02 МПа. В 2019 г. по результатам КВУ в скважине 116 пластовое давление - 5,6 МПа. В 2023 году было проведено исследование КВУ в 110 скважине, пластовое давление - 4,8 МПа. Средневзвешенное значение пластового давления (III блок) составляет 7,3 МПа.

II объект разрабатывается с ППД путем закачки воды одной нагнетательной (106) и 9 добывающими скважинами (100, 101, 102, 103, 105А, 107, 108, 109, 112). Принятое начальное пластовое давление по II объекту составило 9,4 МПа, давление насыщения газом по горизонтам: I-К - 2,49 МПа, II-К - 2,24 МПа. Начальная пластовая температура составила 43,1 °С.

В 2019 г. по результатам гидродинамических исследований (в скважинах 100 и 105А) среднее пластовое давление составило 8,8 МПа и забойное - 7,5 МПа. В 2022 г. по результатам гидродинамических исследований в скважине 112 расчетное пластовое давление составило 9,03 МПа и забойное 8,4 МПа.

В 2023 г. по результатам исследований КВУ пластовое давление составило в скважинах 103, 105А - 9,4 МПа, в скважине 109 - 9 МПа. Средневзвешенные значения пластового давления по I и II блокам II объекта - 9,3 МПа. Пластовое давление практически на уровне начального (9,4 МПа), это обусловлено с тем, что гидродинамическая связь залежи с законтурной зоной оказалась более активной. Об активности законтурных вод можно судить по энергетическому состоянию объекта.

Также следует отметить, что за период 2019 - 01.05.2023 гг. в добывающих скважинах проведено 64 замеров динамических уровней, результаты приведены в таблице 3.2.10.

Таблица 3.2.10 - Месторождение Октябрьское. Результаты замера Ндин за период 2019 - 01.05.2023 г.

Объект разработки	Номера скв.	Ндин, м				
		2019	2020	2021	2022	01.05.2023
I	102	580	433	564	594	
	110		499	499	300	242
II	100	71	41	41	59	20
	105А	728	748	737	518	123
	107	429			803	799
	109	88				
	111	82				
	116	532	515	560	461	
	112					142

Необходимо отметить, что эксплуатация скважин на месторождении Октябрьское ведется при забойном давлении выше начального давления насыщения нефти газом. На рисунке 3.2.5 показана динамика пластового давления и накопленных отборов жидкости по II объекту.

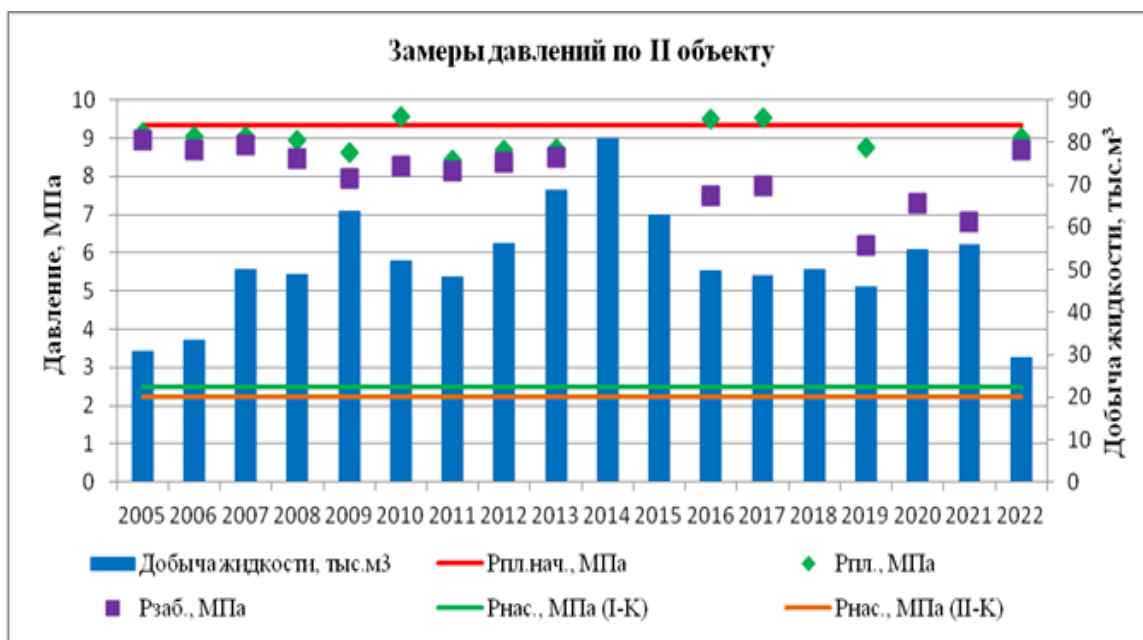


Рис. 3.2.5 - Месторождение Октябрьское. II объект. Динамика пластового давления

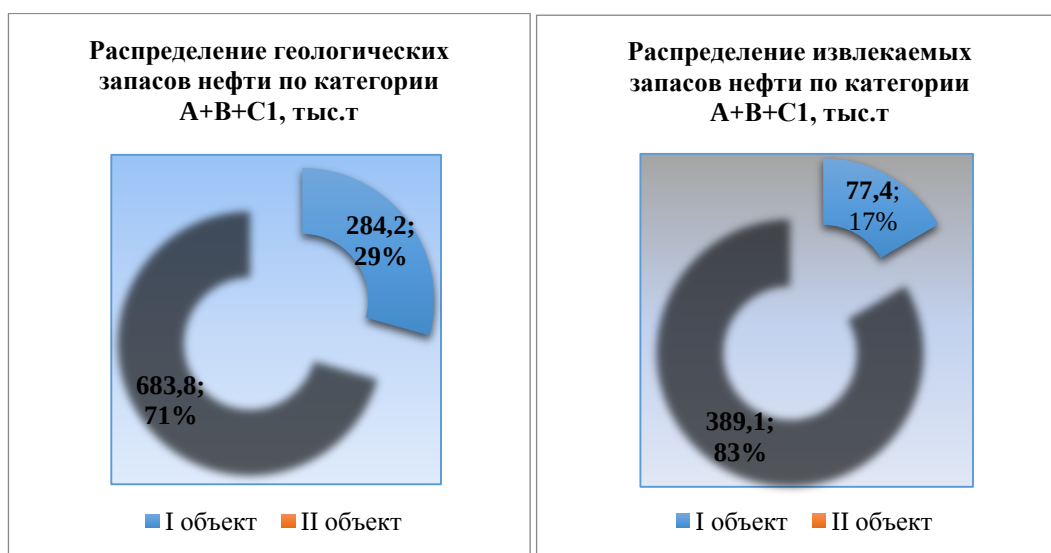
3.2.5 Анализ выработки запасов углеводородов

По состоянию на 01.05.2023 г. в целом по месторождению Октябрьское извлечено 329,5 тыс.т нефти. Текущий КИН составил 0,340 д.ед. при утвержденном - 0,482 д.ед.

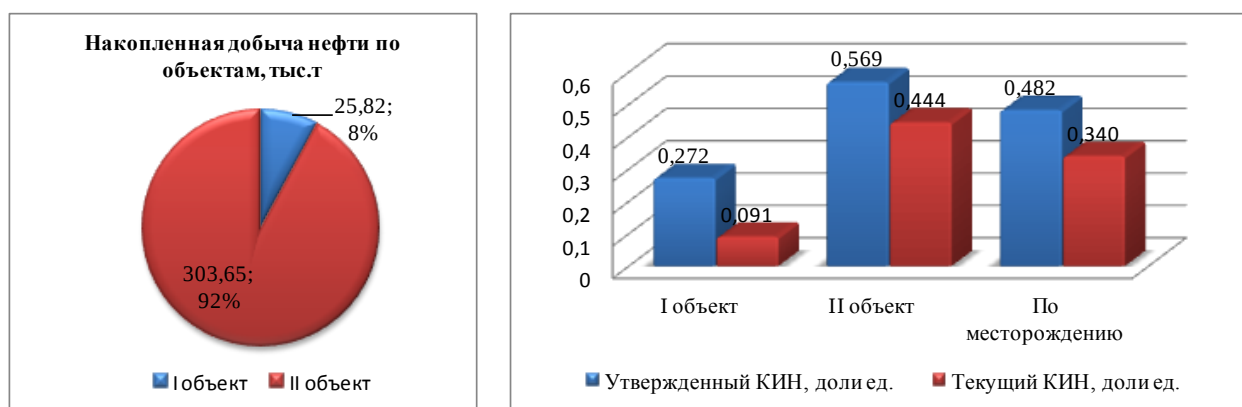
Таблица 3.2.11 – Месторождение Октябрьское. Запасы нефти по объектам разработки и в целом по месторождению

Наименование	Объект I	Объект II	В целом
Начальные геологические запасы нефти (утв., кат. A+B+C ₁), тыс.т	284,2	683,8	968
Начальные геологические запасы нефти (утв., кат. C ₂), тыс.т	42,6	74,1	125,4*
Извлекаемые запасы нефти (утв., кат. A+B+C ₁), тыс.т	77,4	389,1	466,5
Извлекаемые запасы нефти (утв., кат. C ₂), тыс.т	8,8	31,6	42,1*
Коэффициент извлечения нефти (утв.), д.ед.	0,272	0,569	0,482

*- с учётом запасов по категории C₂ аптского горизонта

**Рис. 3.2.6 - Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по объектам**

В целом по месторождению накопленная добыча нефти составила 329,47 тыс.т, в том числе по I объекту – 25,82 тыс.т, II объекту – 303,65 тыс.т.

**Рис. 3.2.7 - Распределение значений КИН на 01.05.2023 г. по объектам разработки и месторождению в целом (по категориям A+B+C₁)**

Основная доля накопленной добычи нефти приходится на II объект (92%), по которому достигнут наиболее высокое значение КИН и который характеризуется 71% геологическими и 83% извлекаемыми запасами категории A+B+C₁ месторождения (рис. 3.2.6). На долю I объекта приходится только 8% от всего добытого объема нефти, состояние их выработки можно охарактеризовать как близкое к начальному (рис.3.2.7). Суммарная

величина остаточных извлекаемых запасов нефти (категории A+B+C₁) по месторождению оценивается в 137 тыс.т.

Учитывая распределение начальных и текущих геологических запасов нефти, очевидно, что дальнейшие тенденции и перспективы разработки месторождения по-прежнему будут определяться эффективностью разработки объектов с применением ГТМ и ППД, проведением работ по снижению обводненности скважин.

I объект

По состоянию на 01.05.2023 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 25,8 тыс.т, отбор от НИЗ оценивается на уровне 33%, при этом обводненность добываемой продукции находится составила 91 %, дебит по нефти 1,8 т/сут. Значение текущего КИН достигло 0,091 д.ед при утвержденном КИН 0,272 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 51,6 тыс.т.

II объект

На 01.05.2023 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 303,6 тыс.т, выработанность на уровне 78 % обводненность добываемой продукции составил 83%. Значение текущего КИН составил 0,444 д.ед, утвержденное значение КИН равен 0,569 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы нефти составили 85,5 тыс.т.

В целом по месторождению накопленная добыча на дату отчета составила 329,47 тыс.т., выработанность запасов составила 70,6%, обводненность на уровне 83,7%. Текущий КИН составляет 0,340 д.ед., при утвержденном 0,482 д.ед. Остаточные извлекаемые запасы составляют 137 тыс.т.

В таблице 3.2.12 приведены данные выработки запасов по объектам разработки и в целом по месторождению на дату составления отчета (01.05.2023 г.).

Таблица 3.2.12 – Месторождение Октябрьское. Сведения о выработке запасов нефти

Показатели	I объект			II объект			В целом
	I-неоком	II-неоком	всего	I-K	II-K	всего	
Утвержденный КИН, д.ед.	0,272	0,272	0,272	0,569	0,569	0,569	0,482
Текущий КИН, д.ед.	0,087	0,121	0,091	0,482	0,302	0,444	0,340
Накопленная добыча нефти, тыс.т	22,232	3,588	25,82	260,501	43,149	303,65	329,47
Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	32,1	43,8	33,4	84,7	53,0	78,0	70,6
Начальные балансовые запасы, тыс.т	254,5	29,7	284,2	540,8	143	683,8	968
Начальные извлекаемые запасы, тыс.т	69,2	8,2	77,4	307,7	81,4	389,1	466,5
Остаточные балансовые запасы, тыс.т	232,268	26,112	258,38	280,299	99,851	380,15	638,53
Остаточные извлекаемые запасы, тыс.т	47,0	4,6	51,6	47,2	38,3	85,5	137,0

Таблица 3.2.13 - Месторождение Октябрьское. Основные показатели выработки запасов нефти по объектам разработки по состоянию на 01.05.2023 г.

Параметры	Объект		Всего по месторождению (в пределах горного отвода)
	I	II	
Запасы нефти по категории А+В+С ₁ , тыс.т			
Геологические запасы нефти (утв. ГКЗ РК)	284,2	683,8	968
Извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ РК)	77,4	389,1	466,5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	25,8	303,6	329,47
Обводненность добываемой нефти, %	91,3	83	83,7
Выработка от утв. извл.запасов нефти, %	33	78	70,6
Остаточные запасы нефти, тыс.т	51,6	85,5	137
КИН, д.ед.			
Утвержденный КИН, д.ед.	0,272	0,569	0,482
Текущий КИН, д.ед.	0,091	0,444	0,340

3.2.6 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Оценка эффективности существующей системы разработки проведена на основании анализа текущего состояния разработки, выработки запасов нефти из пластов и эффективности осуществляемых геолого-технических мероприятий путем сравнения проектных и фактических показателей разработки и выявления их расхождений.

В настоящее время промышленная разработка месторождения осуществляется согласно 1 варианту «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г.» [24] по уточнённым в «Анализе разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г. [34] показателям разработки.

Согласно действующему проектному документу на месторождении выделено 2 объекта разработки:

- **I объект** – неокомский горизонт;
- **II объект** – I-II келловейские горизонты.

Согласно рекомендуемому варианту в ПР-2020 г. предусматривалось:

- ✓ бурение 1 добывающей скважины (112) в 2021г.;
- ✓ ввод 1 скважины (103) на I объект путем проведения изоляции обводненных интервалов;
- ✓ ввод в консервацию 1 скважины (111);
- ✓ вывод из консервации путем перевода 1 скв. (104) на II объект;
- ✓ перевод 1 добывающей скважины (107) с I на II объект;
- ✓ перевод 2 скважин (100, 105А) со II на I объект;
- ✓ дострел продуктивных интервалов в 2 скважинах (101, 102) и изоляция обводненных интервалов в 1 скважине (100).

Закачка воды осуществляется на II объекте одной нагнетательной скважиной (106).

В «Авторском надзоре за реализацией проекта разработки месторождения

Октябрьское по состоянию на 01.01.2021 г.» с учетом того что Недропользователем была выполнена 3D сейсмика (в 2021 г.), которая на дату составления отчета находилась на стадии интерпретации, а также с учетом данных испытания скважины 116, было рекомендовано составить Анализ разработки месторождения с уточнением местоположения проектной скважины 112.

По результатам проведенного анализа рекомендации ПР-2020 г. в основном выполнены.

- ✓ скважина 112, рекомендованная бурению в 2021 г., пробурена в июне 2022 г.;
- ✓ скважина 103 продолжает работать на 2 объекте;
- ✓ скважина 111, рекомендованная для перевода в консервацию, переведена в наблюдательный фонд;
- ✓ по скважине 104 в июне 2020 г. провели расконсервацию, и были проведены геофизические исследования по определению технического состояния колонны скважины и текущей нефтенасыщенности, коллекторов келловейских горизонтов. В интервале исследования продуктивные коллектора для дальнейшей разработки не выявлены и по этой причине было принято решение ликвидировать данную скважину по геологическим причинам.
- ✓ По скважине 102 в июле 2021 г. был выполнен дострел продуктивных интервалов: в I-неокомском горизонте (698,5-700 м) и во II-неокомском горизонте (710,8-712 м).
- ✓ Согласно рекомендации ПР-2020 г. по скважине 107 был предусмотрен перевод с I на II объект. В связи с этим, скважина в апреле 2019 г. была переведена на II объект (I-келловейский горизонт, инт. перфорация 847,5-849,5 м), в результате были получены притоки нефти 4,15 т/сут, обводненность 79%. В июне 2020 г. в скважине была проведена работа по очистке от АСПО и замена насоса.

Не выполнение рекомендаций по скважинам 100 и 105А связано с тем, что на текущий момент скважины 100 и 105А работают с дебитами 4,1 т/сут и 7,7 т/сут, соответственно. По скважине 105А по результатам ГИС, ИННК на II объекте дебит жидкости вырос с 3 м³/сут до 20 м³/сутки, на 01.07.2022 г. дебит по нефти 7,7 т/сут. Дебит жидкости по скважине 100 -5 м³/сут.

В 2022 г. выполнен и утвержден отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки на 2022-2023 гг.

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.»

На дату составления отчета действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин распределен следующим образом:

- на I объекте – 1 действующая добывающая скважина;
- на II объекте – 9 действующих добывающих скважин, одна нагнетательная и одна скважина (116) - в простое.

По месторождению, за период 2019 - 01.05.2023 гг. фактические отборы нефти практически на уровне запроектированной, добыча жидкости превышали проектные значения. Фактический фонд добывающих скважин и средний дебит нефти отличаются незначительно. Средний газовый фактор меньше проектных значений. Закачка воды ведется только на II объекте, вследствие чего параметры ППД в целом по месторождению характеризуются показателями II объекта.

В таблицах 3.2.8 - 3.2.9 представлено сопоставление проектных и фактических технологических показателей по объектам разработки за период 2019 - 01.05.2023 гг.

I объект

За 2022 г. отобрано 1,4 тыс.т нефти и 6,6 тыс.т жидкости, при проектных значениях 1,83 тыс.т по нефти и 6,4 тыс.т по жидкости. За четыре месяца 2023 г. отобрано 0,17 тыс.т нефти и 1,98 тыс.т жидкости при проектной годовой добыче 2,7 и 11 тыс.т, соответственно.

Накопленная добыча нефти на 01.05.2023 г. составила 25,8 тыс.т., жидкости 87,58 тыс.т. Текущая обводненность продукции составляет 93,1%. Фактически средний дебит нефти - 1,82 т/сут, жидкости 20,86 т/сут при проектных значениях 2,2 т/сут и 8,6 т/сут, соответственно.

Фактические отборы нефти ниже проектных, что обусловлено низкими фактическими дебитами нефти по сравнению с проектными значениями и меньшим количеством фактического фонда скважин по сравнению с проектным.

II объект

II объект является основным на месторождении, за счёт разработки которого обеспечивается 91 % (2022 г.) годовой добычи нефти всего месторождения в целом. Также на данном объекте ведется закачка воды одной нагнетательной скважиной 106.

После утверждения Проекта разработки 2020 г. пробурена и введена в разработку в июне 2022 г. одна эксплуатационная скважина 112.

В 2022 г. отобрано 13,58 тыс.т нефти и 65,33 тыс.т жидкости, что на уровне проектных значений 13,4 тыс.т нефти и 62,3 тыс.т жидкости.

За четыре месяца 2023 г. отобрано 4,19 тыс.т нефти и 24,77 тыс.т жидкости при проектной годовой добыче 12,4 и 58 тыс.т, соответственно. Ожидаемая фактическая добыча нефти за год соответствует проекту.

Накопленная добыча нефти на 01.05.2023 г. составила по данному объекту составила 303,6 тыс.т., жидкости 1340,7 тыс.т., . Текущая обводненность продукции составляет 83,1%.

Фактически средний дебит нефти - 4,02 т/сут, жидкости 23,79 т/сут при проектных значениях 3,1 т/сут и 14,4 т/сут, соответственно.

За период 2019 - 2022 гг. II объект разрабатывался практически на уровне проектных величин. Основные фактические показатели разработки, такие как: добыча нефти, средний дебит, обводненность, фонд действующих скважин практически на уровне проектных значений.

В целом по месторождению на дату отчета (01.05.2023 г.) объем добытой нефти за 4 месяцев составил 4,3 тыс.т, жидкости 26,75 тыс.т (при проектной годовой добыче 15,1 и 69 тыс.т, соответственно). Накопленная добыча нефти составила 329,47 тыс.т, жидкости 1428,2 тыс.т, газа 3,852 млн.м³.

С целью контроля за разработкой и энергетическим состоянием залежей на месторождении проводятся замеры забойных и пластовых давлений с помощью глубинных манометров, а также замеры динамических и статических уровней. Последние значения пластового давления были определены по результатам 3 исследований КВУ в скважинах № 100, 105А и 116.

Всего с начала разработки было проведено 21 исследований КВУ, 10 исследований КВД, 6 исследований МУО, 7 исследований ИК+КВД, 3 исследования МУО+КВД.

I объект.

За отчетный период с целью оценки энергетического состояния месторождения были проведены дополнительные исследования по скважинам №102 и №110, 116. После обработки данных КВД по скважине №110 были определены пластовое давление на глубине 711-718м получено давление 3,89 МПа, в скважине №102 равен 8,02 МПа. По скважине №116 значение пластового давления составило 4,5 МПа. Забойное давление по скважине №110 составило 3,6 МПа.

II объект.

Среднее текущее пластовое давление по месторождению составило 8,85 МПа по результатам гидродинамических исследований 2019г., забойное – 7,5 МПа. Снижение

пластового давления от начального уровня незначительное, в среднем составляет 0,5 МПа. Это обусловлено с тем, что гидродинамическая связь залежи с законтурной зоной оказалась более активной. Об активности законтурных вод можно судить по энергетическому состоянию объекта.

В 2022 г. по результатам гидродинамических исследований в скважине 112 расчетное пластовое давление составило 9,03 МПа и забойное 8,4 МПа.

Эффективность эксплуатации скважин

Целью регулирования процесса разработки является обеспечение условий и проведение мероприятий, способствующих максимальному извлечению нефти. К мероприятиям по регулированию процесса разработки относятся работы профилактического характера по поддержанию работы скважин.

За отчетный период 2019-01.05.2023 гг. проведено 194 геолого-технических мероприятий, из них 149 обработкой горячей нефтью (ОГН), 12 капитальных (КРС) и 33 подземных (ПРС) работ скважин, из которых один 2 перехода скважин на другой объект и 7 работ ГИС и реперфорации интервалов и 4 ЦПД и перфорация интервалов, 31 отчистка забоя от механических примесей и парафина, а так же замена насоса, один перевод на механическую добычу, один перевод скважины на наблюдение. За 2022 г. проведено 35 мероприятия ОГН, 2 КРС, 7 ПРС. Критерием эффективности ГТМ в скважинах являлась дополнительная добыча нефти за время эффекта. Успешным по продолжительности эффекта считалось ГТМ, после которого текущий дебит нефти оказался выше дебита до ГТМ. Дополнительная добыча нефти определялась как произведение разницы дебитов до и после проведения ГТМ к продолжительности эффекта.

По результатам проведения ОГН в скважинах наблюдается увеличение дебита нефти и снижение обводненности.

В целом, оценивая текущее состояние месторождения можно сказать, что разработка вводится эффективно. Об этом свидетельствуют такие важные факторы, как динамика добычи нефти и обводненность. Так в течение последних 12 лет по месторождению наблюдается стабильная добыча нефти, а также уменьшение обводненности добываемой продукции от 2011г, что в основном связано с проведением различных ГТМ. Учитывая высокую выработанность запасов месторождения (94%) данный факт говорит о высокой эффективности проведения данных мероприятий.

3.3 Обоснование принятых расчетных геолого-физических моделей пластов

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостной характеристики пласта, технологии и системы воздействия. Информация о геологическом строении залежей, полученная в результате эксплуатационного бурения и разработки позволяет использовать модель послойного и зонально-неоднородного по продуктивности пласта.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, положена известная схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта-коллектора. Согласно этой модели, продуктивный пласт состоит из правильной формы бессистемно расположенных зон с линейным размером d , отличающихся по средней продуктивности, а каждая зона представлена набором слоев различной проницаемости. Изменение проницаемости по слоям и зонам носит вероятностный характер и описывается математически гамма-распределением и количественно оценивается квадратом коэффициента вариации.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и агента, начальное положение ВНК. Для этого исходное распределение послойной неоднородности преобразуется в расчетное, комплексное распределение.

Коэффициент вытеснения нефти водой был определен по лабораторным исследованиям. На месторождении Октябрьское коэффициент вытеснения на неокомском горизонте было определено на 4 моделях и варьирует от 0,547 до 0,655 д.ед., в среднем составляя 0,61 д.ед. Однако специального анализа керна по определению коэффициента вытеснения на келловейском горизонте не проводилось, поэтому значение данного коэффициента принято по аналогии с соседним месторождением Кыркмылтык, где для келловейского горизонта принято 0,7 доли ед.

Построение расчетных моделей для месторождения Октябрьское проводилось в соответствии с фактическими данными о геологическом строении объектов, функции распределения проницаемости по пластам и характера насыщения разреза. Учитывались данные о физических свойствах пластовых нефтей, газа, воды и вытесняющих агентов.

Полученные расчетные модели затем адаптировались по фактической динамике процесса разработки. Гидродинамические расчеты по определению динамики добычи нефти и жидкости, движения фонда скважин проведены по статическому методу.

Идентификация параметров математических моделей по данным истории разработки

Идентификация параметров моделей производилась по результатам предыдущего периода разработки объектов эксплуатации. При этом параметр $Q_o(t)$ - фактически введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти - определяется по графику зависимости текущих годовых отборов $q(t)$ от накопленных отборов нефти на середину года $Q_d(t)$ с учетом известного общего числа, введенных в работу скважин $n_o(t)$. Параметр $q_o(t)$ - фактический амплитудный дебит объекта при известном $Q_o(t)$, определяется по формуле:

$$q_o(t) = \frac{q(t)}{1 - Q_d(t) / Q_o(t)}$$

Определение параметра $Q_{Fo}(t)$ - фактически введенных в разработку начальных извлекаемых объемов жидкости, производилось при известных $q_o(t)$, $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ по формуле:

$$Q_{Fo}(t) = \frac{Q_{FD}(t)}{1 - q_F(t) / q_o(t)}$$

где $q_F(t)$ и $Q_{FD}(t)$ связаны с весовыми отборами через параметр μ_o , учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента.

После идентификации параметров по изложенной схеме получается адаптированная расчетная модель объекта, отражающая действующую систему разработки и применяемую технологию эксплуатации скважин. В дальнейшем на базе полученной модели проводится прогноз процесса, соответствующего запроектированной системе разработки.

3.4 Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

3.4.1 Обоснование выделения объектов разработки

На месторождении Октябрьское в рамках действующего проектного документа была выявлена продуктивность аптского, I и II неокомских, а также I и II келловейских горизонтов верхней юры. Залежи аптского горизонта газовые.

Согласно положениям действующего проектного документа (ПР 2020 г.) и Пересчета запасов 2023 г. на месторождении выделены 2 объекта разработки:

- **I объект** – I-II неокомские горизонты;
- **II объект** – I-II келловейские горизонты.

Нефть в пластовых условиях и динамическая вязкость по горизонтам составили: горизонт I-неоком - 0,886 г/см³ и 50,8 мПа*с; горизонт II-неоком - 0,861 г/см³ и 15,45 мПа*с, горизонт I-келловей - 0,850 г/см³ и 24,21 мПа*с, горизонт II-келловей - 0,849 г/см³ и 17,13 мПа*с соответственно.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по продуктивным горизонтам составляет: I-неоком – 4,225 масс. %, II-неоком - 7,37 масс. %. I-келловей - 3,01 масс. %, II-келловей - 1,6 масс. %. Нефть относится к малопарафинистой и парафинистой нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях по горизонту I-неоком в среднем на уровне 0,901 г/см³ относится к битуминозной нефти, нефть II-неоком составляет 0,879 г/см³ тяжелая. По горизонту I-келловей плотность нефти уменьшается и изменяется в диапазоне 0,877-0,883 г/см³, в среднем значение - 0,880 г/см³, нефть - тяжелая. По горизонту II-келловей средняя величина плотности равняется 0,856 г/см³, нефть по плотности относится к средней.

Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти, (A+B+C₁) по объектам месторождения приводится в подразделе 3.2.6. Основным по запасам эксплуатационным объектом является II объект, на который приходится 75% геологических и 87% извлекаемых запасов месторождения. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 3.4.1.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки в настоящем проекте выделение эксплуатационных объектов осталось неизменным:

- **I объект** – I-II неокомские горизонты;
- **II объект** – I-II келловейские горизонты.

Таблица 3.4.1 - Месторождение Октябрьское. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Параметры /Объекты/Горизонты	Ед. изм-я	Апт	I -неоком	II -неоком	I -келловей	II -келловей
1	2	3	4	5	6	7
Средняя глубина залегания, абс. отметка	м	-683,4	-725,7	-734,7	-895,2	-961,9
Тип залежи	-	пластовые тектонически экранированные, литологически ограниченные				
Тип коллектора	-	терригенный				
Площадь нефтеносности А+В+С1*	тыс.м ²	-	382	77	241	218
Площадь нефтеносности С2*	тыс.м ²	44	57	57	9	126
Средняя эфф. толщина коллектора	м	2,2	5,5	3,7	23,2	14,6
Средневзвешенная газонас. толщина.	м	2	3,0	2,3	5,3	-
Средневзвешенная нефтенас. толщина.	м	2,3	5,0	2,3	12,4	6,4
Пористость.	д.ед.	0,27	0,28	0,26	0,28	0,24
Средняя насыщенность нефтью	д.ед.	0,53	0,62	0,60	0,70	0,53
Проницаемость (по керну)	мД	43,6			436-825,3	
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,922	0,942	0,927	0,610	0,645
Коэффициент расчлененности	д.ед.	1,2	1,3	1,3	5,1	3,9
Начальная пластовая температура	оС	40,3**	40,3	40,5	41,4	48,9
Начальное пластовое давление	МПа	7,3**	7,3	7,87	8,76	10
Текущее пластовое давление	МПа	-	5,6		8,8	
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	50,8**	50,8	15,5	24,2	17,1
Плотность нефти в пластовых усл.	г/см ³	0,886**	0,886	0,861	0,850	0,840
Плотность нефти в поверхностных усл.	г/см ³	0,901**	0,901	0,879	0,878	0,857
Объемный коэффициент	д.ед.	1,029**	1,029	1,030	1,048	1,049
Содержание серы в нефти,	%	0,45**	0,45	0,27	0,24	0,18
Содержание парафина в нефти,	%	4,23**	4,23	6,37	3,21	3,22
Давление насыщения нефти газом	МПа	2,78**	2,78	2,59	2,44	2,24
Газосодержание нефти,	м ³ /т	10,53**	10,53	11,1	12,87	12,04
Геологические запасы нефти по категориям А+В+С1*	тыс.т	-	254,5	29,7	540,8	143,0
Геологические запасы нефти по категории С2 *		8,7	24,1	18,5	2,6	71,5
Коэффициент извлечения нефти по категориям А, В, С1	д.ед.	-	0,272	0,272	0,569	0,569
Коэффициент извлечения нефти по категории С2		0,204**	0,204	0,204	0,427	0,427
Извлекаемые запасы нефти по категориям А+В+С1*	тыс.т	-	69,2	8,2	307,7	81,4
Извлекаемые запасы нефти по категории С2*		1,7	5,0	3,8	1,1	30,5

*в пределах КТ ТОО «Светланд-Ойл»

**значения взяты по аналогии

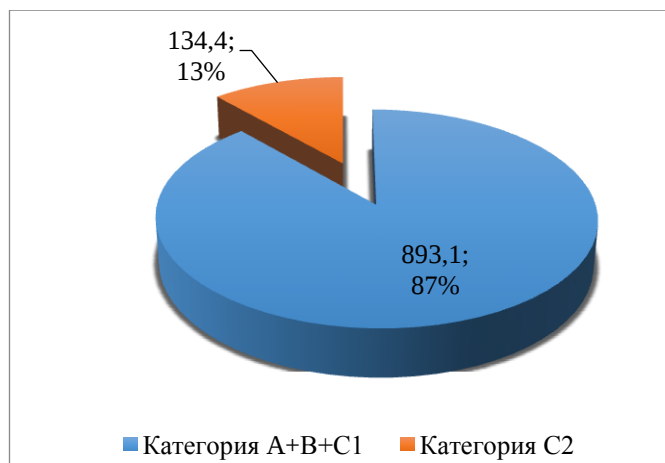


Рис. 3.4.1 - Распределение геологических запасов нефти по категориям по месторождению

3.4.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Методических рекомендации...», результатов промышленной эксплуатации месторождения, а также геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, выявленных в результате эксплуатационного бурения. При выборе и обосновании расчетных вариантов разработки месторождения учитывались следующие особенности месторождения:

- ✓ геологическое строение;
- ✓ коллекторские свойства;
- ✓ физико-химическая характеристика пластовых флюидов;
- ✓ геолого-гидродинамическая характеристика и режим разработки эксплуатационных объектов;
- ✓ фактические данные ГДИС и текущее состояние месторождения.

Раздельно по объектам разработки были рассмотрены по несколько вариантов разработки, из которых в итоге были скомбинированы 3 основных расчётных варианта разработки месторождения.

По I объекту разработки для расчета технологических показателей разработки рассматриваются 3 расчетных варианта:

Вариант 1 – для разработки выбран вариант с применением ГТМ включающие переводы между объектами, мероприятия по дострелу продуктивных интервалов и изоляция

обводненных интервалов. Предусматривается перевод вывод одной скважины из ликвидации (2026 г.) и 7 добывающих скважин из основного объекта (2026-2029 гг.).

Вариант 2 – на основе варианта 1, но предусматривает бурение 1 добывающей скважины (2024 гг.).

Вариант 3 – аналогично с вариантом 1, но предусматривает бурение 2 добывающих скважин (2023-2024 гг.).

По II объекту разработки:

Вариант 1-2 - для разработки выбран вариант с применением ГТМ включающие переводы между объектами, мероприятия по дострелу продуктивных интервалов и изоляция обводненных интервалов. Предусматривает бурение 2 добывающих скважин (2024-2025 гг.), перевод 7 добывающих скважин на I объект (2026-2029 гг.) и вывод одной скважины из консервации (2028 г.).

Вариант 3 - предусматривает бурение 4 добывающих скважин (2024-2025 гг.), перевод 7 добывающих скважин на I объект (2026-2029 гг.), вывод одной скважины из консервации (2028 г.) и перевод под нагетание одной скважины (2032 г.).

Для расчета дебита нефти проектных скважин применена формула Дюпюи расчета фактической продуктивности 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:

$$\eta = \frac{kh}{\mu B} * \frac{2\pi}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + S} \quad (3.1)$$

где, k – проницаемость, мД; h – мощность интервала перфорации, м; R_k – радиус контура, м; r_c – радиус скважины, м; S – скин-фактор, доли ед.; B – коэффициент объемного расширения, доли ед., для пересчета объема жидкости из поверхностных в пластовые условия.

Разбуривание месторождения по всем вариантам проектируется осуществлять вертикальными скважинами. Проектная глубина вертикальной скважины составит 950 м, Входной дебит проектной скважины – 2,5-6 т/сут.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки по объектам показаны в таблицах 3.4.2-3.4.3

По нефтяным объектам месторождения в целом

Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки проводится по технологическим показателям в целом по месторождению. Для этого все рассмотренные варианты разработки нефтяных объектов были сгруппированы в три

основных варианта, по которым определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические и экономические показатели.

1 вариант - в качестве первого варианта в настоящей работе выбран вариант, который предусматривает бурение двух скважин (113, 114) на II объект в период 2024-2025 гг. и применение ГТМ (мероприятия по дострелу продуктивных интервалов). Также предусматривает вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., перевод на вышележащий объект 7 добывающих скважин в период 2026-2029 гг. (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) и вывод одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г.

2 вариант - в качестве второго варианта выбран вариант разработки, который предусматривает бурение трех скважин в период 2024-2025 гг. из которых одна (115) на I объект, соответственно две (113, 114) на II объект и применение ГТМ (мероприятия по дострелу продуктивных интервалов). Также предусматривает вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., перевод на вышележащий объект 7 добывающих скважин (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) в период 2026-2029 гг. и вывод одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г.

3 вариант – в качестве третьего варианта выбран вариант разработки с бурением 6 добывающих скважин (113, 114, 115, 117, 119, 120) (2023-2025 гг.), вывод одной скважины (104) из ликвидации на I объект в 2026 г., переводом на вышележащий объект 7 добывающих скважин (116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) в период 2026-2029 гг. и вывод одной скважины (10) из консервации на основной II объект в 2028 г., переводом под нагнетание одной скважины (100) на II объект (2032 гг.).

На графических приложениях 15-16 представлены схемы размещения скважин по вариантам по всем объектам.

Таблица 3.4.2 - Месторождение Октябрьское. Основные исходные характеристики расчетных вариантов по I объекту

Характеристики	Вариант - 1	Вариант - 2	Вариант - 3
Режимы разработки	водонапорный		
Система размещения скважин	Рядная	Рядная	Рядная
Расстояние между скважинами, м	270	270	230
Плотность сетки, га/скв	9,4	9,4	7,2
Соотношение скважин, доб./наг.	9/-	10/-	11/-
Режим работы скважин:			
добывающих	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{зб} > R_{нас}$	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{зб} > R_{нас}$	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{зб} > R_{нас}$
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.			
добывающих	0,9	0,9	0,9
Эксплуатационный фонд пробуренный на конец рентабельного периода, ед.	9	10	11

Таблица 3.4.3 - Месторождение Октябрьское. Основные исходные характеристики расчетных вариантов по II объекту

Характеристики	Вариант - 1	Вариант - 2	Вариант - 3
Режимы разработки	водонапорный +законтурная закачка воды		
Система размещения скважин	Рядная	Рядная	Рядная
Расстояние между скважинами, м	160	160	130
Плотность сетки, га/скв	5,9	5,9	4,2
Соотношение скважин, доб./наг.	5/1	5/1	6/2
Режим работы скважин:			
добывающих	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{заб} > R_{нас}$	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{заб} > R_{нас}$	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{заб} > R_{нас}$
нагнетательных	компенсация		
Коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.			
добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой, %	100	100	100
Эксплуатационный фонд пробуренный на конец рентабельного периода, ед.	5	5	6
В том числе нагнетательный фонд, ед.	1	1	2

3.4.3 Обоснование расчётных агентов для воздействия на пласт

Месторождение Октябрьское является менее трудоемким в отношении добычи нефти, поскольку обладает сравнительно малой глубиной залегания, мощным естественным режимом пластовых вод и растворенного в нефти газа, а также хорошими коллекторскими свойствами.

На основании геолого-физических характеристик продуктивных пластов, рабочим агентом для воздействия на пласт использована попутно добываемая вода. Продуктивными на месторождении являются терригенные отложения нижнемелового (апт, неоком) и юрского (келловейский) возрастов. Породы-коллектора представлены песчаниками мелкозернистыми, тонкозернистыми, глинистыми, алевролитовыми и песчаными алевролитами.

В скважинах 111 и 112 на керне, кроме стандартных были выполнены специальные исследования: проведено моделирование вытеснения нефти водой по моделям различного класса по проницаемости неокомского и юрского возраста с определением коэффициента вытеснения нефти пластовой водой, относительной проницаемости, капилляриметрические исследования. Исследование по вытеснению нефти из модели проводилось при подаче воды в нефтенасыщенную модель. Данное исследование подтверждает, что для поддержания пластового давления в пласте наиболее оптимальным рабочим агентом является вода.

3.4.4 Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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 на основе статической обработки кривых падений добычи. Обоснованность применения данной методики базирующейся на прямых промысловых измерениях работы 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.

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_0^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_0^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q^{(i)} \right],$$

где: $q_0^{(t)}$ - амплитудный дебит нефтяной залежи на середину t -го года, т/год;

$Q_0^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_{F2}^{(t)} = q^{(t)} + (q_F^{(t)} - q^{(t)}) \cdot \mu_0;$$

$$q_F^{(t)} = \frac{q_0^{(t)}}{Q_{F_0}^{(t)} + 0,5 \cdot q_0^{(t)}} \cdot \left[Q_{F_0}^{(t)} - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^{(i)} \right],$$

где: $q_F^{(t)}$ - текущая расчетная добыча жидкости;

$Q_{F_0}^{(t)}$ - введенные в разработку к середине t -го года весовые начальные извлекаемые запасы жидкости.

Расчетные параметры определялись исходя из материалов опробования скважин на стадиях пробной эксплуатации и разработки с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных горизонтов.

Статистический подход к исследованию нефтеотдачи с целью прогнозирования технологических показателей разработки месторождений, находящихся на разных стадиях освоения, широко используется в странах СНГ и за рубежом. Погрешности в оценках прогнозных технологических показателей разработки при статистическом подходе связаны, в основном, с недостаточностью информации, что ограничивает надежность известных детерминированных гидродинамических моделей пластовых систем.

Статистические методы прогноза технологических показателей от гидродинамических отличаются простотой и конструктивностью, что позволяет оперативно выполнять с их помощью оценку разведанных объектов по мере накопления информации и уточнять геолого-физические параметры.

3.4.5 Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом вытеснения, ко всему поровому объему пласта.

Основные параметры определения коэффициента k_1' приведены в таблице 3.4.4.

Таблица 3.4.4 - Месторождение Октябрьское. Основные параметры определения коэффициента k_1'

γ_n	γ_v	μ_n	μ_v	A	$h_{Hmin}/h_{эф.внз}$	K_1^1
0,85	1,02	24,2	1	0,98	0,372	0,86153

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 $\left(\frac{h_{Hmin}}{h_{эф.внз}} \right)$, установленной по соображениям экономического характера, не будет разбурена и введена в разработку:

$$k_1^1 = 1 - \left(\frac{h_{Hmin}}{h_{эф.внз}} \right)^2,$$

$$\frac{h_{H \min}}{h_{эф.виз}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{A_2}{1 - A_2} \cdot \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \frac{\gamma_H}{\gamma_B} \right)},$$

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. На месторождении Октябрьское коэффициент вытеснения на неокомском горизонте было определено на 4 моделях и варьирует от 0,547 до 0,655 д.ед., в среднем составляя 0,61 д.ед., для келловейского

горизонта принято 0,7 доли ед. В таблице 3.4.5 представлен коэффициент вытеснения по объектам.

Таблица 3.4.5 - Месторождение Октябрьское. Коэффициент вытеснения по объектам

Объект I	Объект II
0,61	0,7

Количества резервных скважин

С учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов, их прерывистости, свойств пластовых жидкостей, плотности принятых основных сеток скважин для месторождения Октябрьское число резервных скважин принято 10% от основного проектного фонда скважин.

Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренным к бурению. Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Октябрьское по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 3.4.6.

Таблица 3.4.6 - Месторождение Октябрьское. Проектные показатели, относимые к контрактным обязательствам

№	Параметры	I об	II об
1	2	3	4
1	Плотность сетки скважин, га/скв	9,4	5,9
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	10:0	5:1
3	Коэффициент компенсации отборов, %	+/- 10% от годовых показателей коэффициента компенсации отбора закачкой указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта	+/- 10% от годовых показателей коэффициента компенсации отбора закачкой указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас}$	$R_{пл} > R_{нас}$
		$R_{заб} > R_{нас}$	$R_{заб} > R_{нас}$
5	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа	$R_{пл} = R_{заб} + \Delta P$,	$R_{пл} = R_{заб} + \Delta P$,
		где $\Delta P < 2,7$	где $\Delta P < 2,5$
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	15	18
7	Объемы добычи углеводородов, тыс. т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта

продолжение таблицы 3.4.6

1	2	3	4
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта	+/- 10% от годовых показателей объемов обратной закачки указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблицы, приведенной в разделе 4.1

3.5 Обоснование нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат, принятых для расчета экономических показателей разработки

Смета капитальных затрат на данном этапе разработки проекта предполагает допустимую погрешность в стоимости $\pm 30\%$. Не смотря на это расчеты основаны на реальной стоимости оборудования, полученной непосредственно от его поставщиков и стоимости строительно-монтажных работ определенной по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз».

Структура сметы:

Прямые затраты

- основное оборудование;
- материалы и конструкции для строительно-монтажных работ;
- строительно-монтажные работы;
- затраты труда.

Косвенные затраты

- затраты на содержание временных зданий и сооружений;
- затраты на производство работ в зимнее время;
- транспорт привозных материалов;
- производство работ вахтовым методом;
- налоги, сборы, обязательные платежи.

Прочие затраты

- затраты на группу управления проектом/надзор за ходом работ на площадке;
- проектные работы;
- непредвиденные расходы.

Прямые затраты

Основное оборудование – стоимость основного оборудования разрабатывалась на основе новейшей информации, на основании базы данных АО «НИПИнефтегаз», а также бюджетных расценок поставщиков. В стоимость оборудования включены транспортные расходы и таможенные пошлины на импорт.

Строительно-монтажные работы, материалы и конструкции, затраты труда – определялись по проектам – аналогам, разработанным за последние два года АО «НИПИнефтегаз». В необходимых случаях коэффициенты корректировались с учётом конкретных обстоятельств: например, для оборудования высокой стоимости, сложных комплектных установок, специальных видов материалов, а в коэффициентах затрат труда на некоторых площадках учитывались стеснённые условия, а также особые регламенты работ.

Косвенные затраты

Косвенные затраты - рассчитывались в соответствии с «Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан» и добавлялись к прямым затратам. Для удобства и простоты все косвенные затраты были разделены на несколько категорий.

Затраты на содержание временных зданий и сооружений - определялись по НДЗ РК 8.04-06-2015 в размере 4,1% от строительно-монтажных работ.

Затраты на производство работ в зимнее время - определялись по НДЗ РК 8.04-05-2015 в размере 3,024% от строительно-монтажных работ.

Непредвиденные расходы и затраты - учтены как сборы и платежи – 2% и НДС -12% от общей сметной стоимости строительства.

Прочие затраты

Затраты на группу управления проектом / надзор за ходом работ на площадке – стоимость надзора за ходом работ на площадке. Включает надзор за выполнением строительно-монтажных, пуско-наладочных работ и вводом объектов в эксплуатацию – авторский надзор и технадзор. Данные затраты определялись по согласованным нормативным документам РК.

Проектные работы – коэффициент (процент) учитывающий затраты на проектные работы разработан на основании опыта АО «НИПИнефтегаз» и на основании имеющегося опыта в нефтегазовой промышленности.

Непредвиденные расходы – резерв средств на непредвиденные работы и затраты предусматривает факторы неопределённости и предназначен для возмещения стоимости работ и затрат, потребность в которых возникает в процессе разработки рабочей документации или в ходе строительства в результате уточнения проектных решений или условий строительства.

При расчете эксплуатационных затрат выделены две группы нормативов:

- нормативы для расчета затрат на производство (таблица 3.5.1);
- нормативы для расчета платежей в бюджет (таблица 3.5.2).

Для расчета нормативов производственных затрат и затрат периода проанализирован бюджет затрат ТОО «Светланд-Ойл» на 2023 год.

Для расчета операционных и текущих расходов по месторождению на проектный период использованы нормативы по указанному предприятию, в соответствии со структурой и уровням затрат и тенденцией их изменения, которые сложились на момент анализа. Кроме

того, при необходимости, для определения Нормативов использованы результаты технологических расчетов на проектный период.

В расчете участвуют нормативы:

Условно-постоянные, приходящиеся:

- на одну скважину среднегодового действующего фонда;
- на одного работника ППП и АУП;
- на одного работника в целом по предприятию (ППП+АУП).

Условно-переменные, приходящиеся на:

- одну тонну жидкости;
- одну тонну добываемых углеводородов.

Постоянные расходы, в тысячах долларах в год.

Для определения нормативов расходов углеводородов на собственные нужды, а также их потери на всех этапах производства: добыче, сборе, транспортировке и подготовке также использованы показатели технологических расчетов.

Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по налоговому кодексу РК.

Технологические нормативы за весь период остаются неизменными, так как, за весь проектируемый период изменение типов установок, оборудования и оснастки не предусмотрено. Поэтому, количество потребляемых энергоносителей, например, электроэнергии, воды, тепла, газа и т.п., приходящееся на единицу мощности, в представленных расчетах на протяжении проектного периода остаются неизменными.

Инфляция для расчета стоимости эксплуатационных затрат, капитальных вложений, цен на продукцию принята в размере 7% в год. Так как год начала инфляции одинаков и для цен на продукцию, и на стоимость эксплуатационных затрат и капитальных вложений, то цены с учетом дефляции выступают, в данном случае, как неизменные цены.

В таблице 3.5.3 приведены коэффициенты инфляции-дефляции, которые были применены в расчетах. За срок начала инфляции принят 2023 год.

Таблица 3.5.1 - Месторождение Октябрьское. Техничко-экономические нормативы расчета эксплуатационных затрат

№	Норматив	Единицы измерения	Значение
1	Удельный вес потерь нефти и использования на собственные нужды	%	4,2
2	Удельный вес потерь газа	%	100,0
3	Удельный использования газа на собственные нужды	%	100,0
4	Среднегодовая оплата труда одного работника ППП	млн.тенге/год	5,650
5	Среднегодовая оплата труда одного работника АУП	млн.тенге/год	14,221
6	Расходы, относимые на себестоимость продукции		
6.1	Ремонт скважин	млн.тенге/скв.	1,703
6.2	Арендные затраты	млн.тенге/год	81,226
6.3	Услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	56,750
6.4	Затраты условно-постоянные, зависящие от фонда скважин	млн.тенге/скв.	1,485
6.5	Расходы на химреагенты	тыс.тенге/т закач.	0,236
6.6	Затраты на страхование	млн.тенге/ППП	0,257
6.7	Расходы на персонал	млн.тенге/ППП	0,584
6.8	Производственные расходы	тыс.тенге/тонну жидк.	1,869
6.9	Расходы на электроэнергию	тыс.тенге/тонну жидк.	0,203
6.10	Экологические расходы	тыс.тенге/тонну нефти	0,709
6.11	Прочие расходы	млн.тенге/год	9,8
7	Расходы периода:		
7.1	Расходы на персонал	млн.тенге/раб. АУП	0,604
7.2	Услуги непроизводственного характера, выполненные сторонними организациями	млн.тенге/год	22,995
7.3	Затраты на страхование	млн.тенге/раб. АУП	0,013
7.4	Арендные затраты	млн.тенге/год	19,500
7.5	Прочие затраты	млн.тенге/год	17,148
8	Количество баррелей в тонне	bbl/тонну	7,215
9	Удельный вес продажи нефти на внутренний рынок	%	45
10	Удельный вес продажи нефти на внешний рынок	%	55
11	Инфляция цены на продукцию, капитальные вложения и эксплуатационные затраты	% в год	7
12	Инфляция капитальных вложений и эксплуатационных затрат	% в год	7,0

Таблица 3.5.2 - Месторождение Октябрьское. Нормативы расчета затрат связанные с налогообложением и ценой продукции

Наименование	Значение
Социальный налог	9,5-11%
Социальные отчисления	3,5-5%
Отчисления в пенсионный фонд	10%
Индивидуальный подоходный налог	10%
Отчисления в Фонд обязательного медицинского страхования	3%
Амортизационные отчисления фиксированных активов подлежащих вычету при налогообложении	15%
Затраты на НИОКР (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1,0%
Развитие социальной сферы и инфраструктуры, (от инвестиций по итогам предыдущего года)	1,0%
Затраты на обучение казахстанских специалистов (от затрат на добычу по итогам предыдущего года)	1%
НДПИ	по шкале
Налог на имущество	1,5%
Рентный налог	по шкале
Экспортная таможенная пошлина	по шкале
Прочие налоги и отчисления в бюджет	0,4%
Корпоративный подоходный налог	20,0%
Налог на сверхприбыль	по шкале
Налог на добавленную стоимость при покупке товаров и услуг	12,0%
Налог на добавленную стоимость при реализации продукции на внутреннем рынке	12%
Цена реализации нефти на внутреннем рынке (с учетом транспортных расходов и НДС), тыс.тенге/тонну	114,0
Цена реализации нефти на внешнем рынке (с учетом транспортных расходов и без НДС), тыс.тенге/тонну	240,0
Цена транспорта нефти на внутреннем рынке (с учетом НДС), тыс.тенге/тонну	0,6
Цена транспорта нефти на внешнем рынке (без учета НДС), тыс.тенге/тонну	16,2
Год начала инфляции	2023
Курс доллара в тенге	470

Таблица 3.5.3 - Месторождение Октябрьское. Расчет коэффициентов инфляции/дефляции

Года	Ставка инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент инфляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию	Коэффициент дефляции капитальных вложений, эксплуатационных затрат и цен на продукцию
	%	ед.	ед.
1	2	3	4
2023	7	1,000	1,000
2024	7	1,070	0,935
2025	7	1,145	0,873
2026	7	1,225	0,816
2027	7	1,311	0,763
2028	7	1,403	0,713
2029	7	1,501	0,666
2030	7	1,606	0,623
2031	7	1,718	0,582
2032	7	1,838	0,544
2033	7	1,967	0,508
2034	7	2,105	0,475
2035	7	2,252	0,444
2036	7	2,410	0,415
2037	7	2,579	0,388
2038	7	2,759	0,362
2039	7	2,952	0,339
2040	7	3,159	0,317
2040	7	3,380	0,296
2040	7	3,617	0,277

4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

4.1 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем рассмотренным вариантам разработки по нефтяным объектам и в по месторождению в целом приведены в таблицах 4.1.1 - 4.1.6 и табличных приложениях 1 – 12.

Для обоснования КИН по месторождению были рассмотрены три варианта.

Описание характеристик вариантов приводится в разделе 3.4.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по всем вариантам представлены на графических приложениях 15-16.

Вариант 1. Данный вариант предусматривает ввод из бурения 2 скважин (скв. 113 и 114 на II объект) и перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект (II объект). Также предлагается проведение геолого-технических мероприятий, включающие переводы между объектами, дострел и изоляция продуктивных интервалов. Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025 г. – 13,3 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 2,8 %.

I объект – неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 9 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 70 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 585 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,8 %.

Рентабельный КИН – 0,247 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 5 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 389 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2264 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,9%.

Рентабельный КИН – 0,569 доли ед.

Всего по месторождению:

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 14 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 460 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2849 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,4 %.

Рентабельный КИН – 0,475 доли ед.

Вариант 2 (рекомендуемый). Данный вариант предусматривает ввод из бурения 3 скважин (скв. 113 и 114 на II объект, скв. 115 на I объект) и перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект (II объект). Также предлагается проведение геолого-технических мероприятий, включающие переводы между объектами, дострел и изоляция продуктивных интервалов. Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025 г. – 13,9 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 3,0 %.

I объект –неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин – 10 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 77 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 679 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,9 %.

Рентабельный КИН – 0,272 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин – 5 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период 389 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2279 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,9 %.

Рентабельный КИН – 0,569 доли ед.

Всего по месторождению

Фонд добывающих скважин – 15 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2039 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 467 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2958 тыс.т.

Конечная обводненность – 96,5 %.

Рентабельный КИН – 0,482 доли ед.

Вариант 3 – предусматривает бурение 6 добывающих скважин, перевод 7 добывающих скважин на вышележащий объект (I объект) разработки, вывод одной скважины из ликвидации на I объект, вывод одной скважины из консервации на основной объект и перевод под нагнетание 1 скважин после отработки на нефть (II объект). Максимальная годовая добыча нефти за прогнозируемый период достигается в 2025 г. – 17,5 тыс.т., темп отбора от НИЗ – 3,7%.

I объект – неокомский горизонт

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 11 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 77 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 579 тыс.т.

Конечная обводненность – 94,5 %.

Рентабельный КИН – 0,270 доли ед.

II объект – келловейский горизонт

Фонд добывающих скважин – 6 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период 400 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2302 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,9 %.

Рентабельный КИН – 0,585 доли ед.

Всего по месторождению:

Фонд добывающих скважин на конец рентабельного периода – 17 единиц.

Проектно-рентабельный период разработки – 2023-2035 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 477 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2881 тыс.т.

Конечная обводненность – 95,3 %.

Рентабельный КИН – 0,493 доли ед.

Сопоставление показателей добычи нефти и КИН по трем вариантам разработки в целом по месторождению представлено на рис. 4.1.1.

Как показали результаты технико-экономического анализа (см. раздел 5), наиболее эффективным и рекомендуемым к реализации является вариант 2, характеристика фонда и технологические показатели разработки которого приведены в таблицах 4.1.1 - 4.1.6.

Таблица 4.1.1 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации/ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	17	0	0	0	0	10	10	1	1	3,1	16,3	146,6
2024	2	2	0	19	0	0	0	0	12	12	1	1	2,9	16,5	173,9
2025	1	1	0	20	0	0	0	0	13	13	1	1	2,7	16,8	197,3
2026	0	0	0	20	2	1	0	0	14	14	1	1	2,5	17,3	194,7
2027	0	0	0	20	2	0	0	0	14	14	1	1	2,3	17,8	182,9
2028	0	0	0	20	2	1	0	0	15	15	1	1	2,2	18,3	188,7
2029	0	0	0	20	1	0	0	0	15	15	1	1	2,0	18,9	186,0
2030	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,8	19,4	194,0
2031	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,7	20,0	202,2
2032	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,6	20,6	210,4
2033	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,4	21,2	218,6
2034	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,3	21,9	227,0
2035	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,2	22,5	235,5
2036	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,1	23,2	244,1
2037	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	1,0	23,9	252,8
2038	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	0,9	24,6	261,7
2039	0	0	0	20	0	0	0	0	15	15	1	1	0,9	25,3	270,7

Таблица 4.1.2 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеогд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,8	2,7	9,1	338	72,4	34,9	70,8	70,8	1470	1470	81,9	50,8	458,9	31	0,19	4,0
2024	13,8	2,9	10,7	352	75,4	36,3	82,5	82,5	1552	1552	83,3	60,3	519	33	0,20	4,2
2025	13,9	3,0	12,1	366	78,4	37,8	91,9	91,9	1644	1644	84,9	68,4	588	36	0,20	4,4
2026	12,5	2,7	12,4	378	81,0	39,1	89,4	89,4	1733	1733	86,1	67,5	655	38	0,17	4,6
2027	10,8	2,3	12,2	389	83,3	40,2	83,1	83,1	1817	1817	87,0	63,4	719	40	0,14	4,7
2028	10,2	2,2	13,1	399	85,5	41,2	84,8	84,8	1901	1901	88,0	65,4	784	41	0,13	4,9
2029	9,0	1,9	13,4	408	87,5	42,2	82,5	82,5	1984	1984	89,1	64,5	848	43	0,11	5,0
2030	8,3	1,8	14,2	416	89,3	43,0	85,0	85,0	2069	2069	90,2	67,3	916	44	0,10	5,1
2031	7,6	1,6	15,3	424	90,9	43,8	87,6	87,6	2156	2156	91,3	70,1	986	46	0,10	5,2
2032	7,0	1,5	16,6	431	92,4	44,5	90,2	90,2	2247	2247	92,2	72,9	1059	47	0,09	5,3
2033	6,5	1,4	18,3	438	93,8	45,2	92,9	92,9	2340	2340	93,0	75,8	1135	48	0,08	5,4
2034	6,0	1,3	20,5	443	95,1	45,8	95,7	95,7	2435	2435	93,8	78,7	1213	50	0,08	5,4
2035	5,5	1,2	23,8	449	96,2	46,4	98,6	98,6	2534	2534	94,4	81,6	1295	51	0,07	5,5
2036	5,0	1,1	28,7	454	97,3	46,9	101,5	101,5	2635	2635	95,0	84,6	1380	52	0,06	5,6
2037	4,6	1,0	37,0	459	98,3	47,4	104,6	104,6	2740	2740	95,6	87,7	1467	54	0,06	5,6
2038	4,3	0,9	54,1	463	99,2	47,8	107,7	107,7	2848	2848	96,0	90,7	1558	55	0,05	5,7
2039	3,9	0,8	100	467	100	48,2	110,9	110,9	2958	2958	96,5	93,9	1652	56	0,05	5,7

Таблица 4.1.3 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.с др.объекты	Вывод из ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	6	0	0	0	0	1	1	0	0	2,10	9,7	0
2024	1	1	0	7	0	0	0	0	2	2	0	0	1,97	9,9	0
2025	0	0	0	7	0	0	0	0	2	2	0	0	1,84	10,1	0
2026	0	0	0	7	2	1	0	0	5	5	0	0	1,78	10,3	0
2027	0	0	0	7	2	0	0	0	7	7	0	0	1,73	10,6	0
2028	0	0	0	7	2	0	0	0	9	9	0	0	1,62	11,0	0
2029	0	0	0	7	1	0	0	0	10	10	0	0	1,49	11,3	0
2030	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	1,37	11,6	0
2031	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	1,26	12,0	0
2032	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	1,16	12,3	0
2033	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	1,07	12,7	0
2034	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,98	13,1	0
2035	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,91	13,5	0
2036	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,83	13,9	0
2037	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,77	14,3	0
2038	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,71	14,7	0
2039	0	0	0	7	0	0	0	0	10	10	0	0	0,65	15,2	0

Таблица 4.1.4 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	0,690	0,9	1,3	26	34,0	9,3	3,4	3,4	86	86	79,5	0,0	0	0	0,01	0,27
2024	1,297	1,7	2,5	28	35,7	9,7	6,9	6,9	93	93	81,1	0,0	0	0	0,01	0,29
2025	1,206	1,6	2,4	29	37,3	10,1	7,0	7,0	100	100	82,8	0,0	0	0	0,01	0,30
2026	2,925	3,8	6,0	32	41,0	11,2	17,9	17,9	118	118	83,7	0,0	0	0	0,03	0,33
2027	3,972	5,1	8,7	36	46,2	12,6	25,8	25,8	144	144	84,6	0,0	0	0	0,04	0,37
2028	4,800	6,2	11,5	41	52,4	14,3	34,2	34,2	178	178	86,0	0,0	0	0	0,05	0,42
2029	4,907	6,3	13,3	45	58,7	16,0	39,1	39,1	217	217	87,5	0,0	0	0	0,05	0,47
2030	4,515	5,8	14,1	50	64,5	17,6	40,3	40,3	257	257	88,8	0,0	0	0	0,05	0,52
2031	4,153	5,4	15,1	54	69,9	19,0	41,5	41,5	299	299	90,0	0,0	0	0	0,04	0,56
2032	3,821	4,9	16,4	58	74,8	20,4	42,7	42,7	342	342	91,1	0,0	0	0	0,04	0,60
2033	3,515	4,5	18,1	61	79,4	21,6	44,0	44,0	386	386	92,0	0,0	0	0	0,04	0,64
2034	3,234	4,2	20,3	65	83,6	22,8	45,3	45,3	431	431	92,9	0,0	0	0	0,03	0,68
2035	2,975	3,8	23,4	68	87,4	23,8	46,7	46,7	478	478	93,6	0,0	0	0	0,03	0,71
2036	2,737	3,5	28,1	70	91,0	24,8	48,1	48,1	526	526	94,3	0,0	0	0	0,03	0,74
2037	2,518	3,3	36,0	73	94,2	25,7	49,6	49,6	575	575	94,9	0,0	0	0	0,03	0,76
2038	2,317	3,0	51,6	75	97,2	26,5	51,0	51,0	626	626	95,5	0,0	0	0	0,02	0,79
2039	2,132	2,8	98,3	77	100	27,2	52,6	52,6	679	679	95,9	0,0	0	0	0,02	0,81

Таблица 4.1.5 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2

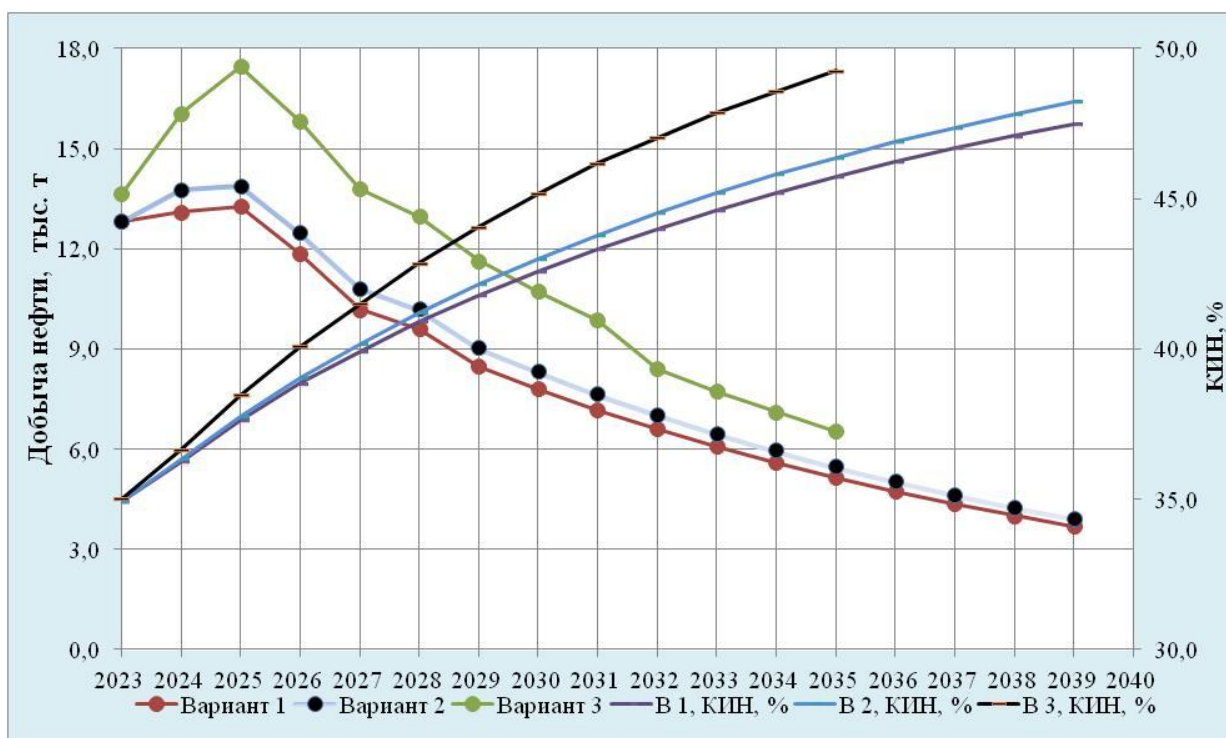
Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.на др.объекты	Вывод из консервации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	11	0	0	0	0	9	9	1	1	4,1	22,8	146,6
2024	1	1	0	12	0	0	0	0	10	10	1	1	3,8	23,0	173,9
2025	1	1	0	13	0	0	0	0	11	11	1	1	3,5	23,5	197,3
2026	0	0	0	13	2	0	0	0	9	9	1	1	3,2	24,2	194,7
2027	0	0	0	13	2	0	0	0	7	7	1	1	3,0	24,9	182,9
2028	0	0	0	13	2	1	0	0	6	6	1	1	2,7	25,7	188,7
2029	0	0	0	13	1	0	0	0	5	5	1	1	2,5	26,4	186,0
2030	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,3	27,2	194,0
2031	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,1	28,0	202,2
2032	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,0	28,9	210,4
2033	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,8	29,8	218,6
2034	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,7	30,6	227,0
2035	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,5	31,6	235,5
2036	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,4	32,5	244,1
2037	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,3	33,5	252,8
2038	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,2	34,5	261,7
2039	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,1	35,5	270,7

Таблица 4.1.6 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,1	3,1	13,5	312	80,1	45,6	67,4	67,4	1383	1383	82,0	50,8	459	75	0,18	3,75
2024	12,5	3,2	16,1	324	83,3	47,4	75,6	75,6	1459	1459	83,5	60,3	519	80	0,19	3,94
2025	12,7	3,3	19,5	337	86,5	49,2	84,9	84,9	1544	1544	85,1	68,4	588	81	0,19	4,13
2026	9,5	2,5	18,2	346	89,0	50,6	71,5	71,5	1615	1615	86,7	67,5	655	94	0,14	4,27
2027	6,8	1,8	15,9	353	90,7	51,6	57,3	57,3	1673	1673	88,1	63,4	719	111	0,10	4,38
2028	5,4	1,4	15,0	358	92,1	52,4	50,6	50,6	1723	1723	89,4	65,4	784	129	0,08	4,46
2029	4,1	1,1	13,5	363	93,2	53,0	43,4	43,4	1767	1767	90,5	64,5	848	148	0,06	4,52
2030	3,8	1,0	14,3	366	94,2	53,6	44,7	44,7	1811	1811	91,5	67,3	916	150	0,06	4,58
2031	3,5	0,9	15,4	370	95,1	54,1	46,1	46,1	1857	1857	92,4	70,1	986	152	0,05	4,63
2032	3,2	0,8	16,7	373	95,9	54,6	47,4	47,4	1905	1905	93,2	72,9	1059	154	0,05	4,68
2033	3,0	0,8	18,5	376	96,6	55,0	48,9	48,9	1954	1954	93,9	75,8	1135	155	0,04	4,72
2034	2,7	0,7	20,9	379	97,3	55,4	50,3	50,3	2004	2004	94,6	78,7	1213	156	0,04	4,76
2035	2,5	0,6	24,3	381	98,0	55,8	51,8	51,8	2056	2056	95,2	81,6	1295	157	0,04	4,80
2036	2,3	0,6	29,5	384	98,6	56,1	53,4	53,4	2109	2109	95,7	84,6	1380	158	0,03	4,84
2037	2,1	0,5	38,4	386	99,1	56,4	55,0	55,0	2164	2164	96,1	87,7	1467	159	0,03	4,87
2038	1,9	0,5	57,4	388	99,6	56,7	56,7	56,7	2221	2221	96,6	90,7	1558	160	0,03	4,90
2039	1,8	0,5	100	389	100	56,9	58,4	58,4	2279	2279	97,0	93,9	1652	161	0,03	4,92

Таблица 4.1.7 – Месторождение Октябрьское. Технологические показатели разработки рекомендуемого варианта по объектам

№№ п/п	Наименование	Объекты	
		I	II
1	Плотность сетки, га/скв	9,4	5,9
2	Максимальный проектный уровень добычи нефти, тыс. т/год	4,9	12,7
3	Темп отбора от утв. нач. извлекаемых запасов, %	6,3	3,3
4	Год выхода на проектный уровень	2029	2025
5	Продолжительность проектного уровня, годы	1	1
6	Проектный уровень добычи жидкости, тыс. т/год	39,1	84,9
7	Проектный уровень добычи попутного газа, млн. м ³ /год	0,05	0,19
8	Проектный уровень закачки воды, тыс. м ³ /год	-	68,4
9	Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.		
	в том числе: добывающих	10	5
	нагнетательных	-	1
10	Фонд скважин для бурения, всего, шт.		
	в том числе: добывающих	1	2
	нагнетательных	-	-
11	Накопленная добыча с начала разработки, тыс. т:		
	нефти	77	389
	жидкости	679	2279
12	Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,272	0,569
13	Средняя обводненность к концу разработки, %	95,9	97

**Рис. 4.1.1 – Сопоставление показателей добычи нефти и КИН по 3 вариантам разработки в целом по месторождению**

4.2 Экономические показатели вариантов разработки

Основные подходы и допущения

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности трех вариантов разработки в рамках «Проекта разработки месторождения Октябрьское».

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

В соответствии с маркетингом компании 55% от общего объема добычи нефти, за вычетом потерь и использования на собственные нужды, реализуется на внешний рынок, 45% – нефти на внутренний рынок.

Цена реализации нефти на внешний рынок, принятая в проекте, определена в соответствии с существующей тенденцией изменения цен нефти на мировом рынке и фактическими ценами реализации продукции данным предприятием за предшествующие периоды и рынками сбыта продукции.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внешний рынок составляет – 240 000 тенге/тонну, без учета НДС и с учетом транспортных расходов.

Проектируемая базовая цена продажи нефти на внутренний рынок составляет – 114 000 тенге/тонну, с учетом НДС и транспортных расходов.

Тариф на транспортировку нефти на внешний рынок принят в размере в – 16 155 тенге/тонну, без учета НДС.

Тариф на транспортировку нефти на внутренний рынок принят в размере – 645,31 тенге/тонну с учетом НДС.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах.

Расчет произведен как в текущих (с учетом инфляции), так и в расчетных (с учетом дефляции) ценах.

Сравнение вариантов происходило по результатам расчетов показателей в ценах с учетом инфляции, кроме основных технико-экономических показателей: Чистого дисконтированного денежного потока наличности (NPV) и внутренней нормы прибыли (IRR).

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет реинвестиции чистой прибыли и использования амортизационных отчислений. Из-за округлений полученных результатов, суммы могут немного отличаться по величине.

Капитальные вложения

Капитальные вложения включают в себя затраты на ввод в эксплуатацию скважин, затраты на обустройство скважин, необходимых для эффективной работы нефтегазоконденсатного добывающего производства, а так же систему сбора, транспортировки и подготовки углеводородов.

Объемы капитальных вложений включают:

- стоимость бурения добывающих скважин;
- стоимость перевода скважин с других объектов;
- стоимость перевода скважин под ППД;
- стоимость обустройства скважин;
- стоимость НГС-сепаратора;
- стоимость РВС (для отстоя нефти);
- стоимость строительства выкидных линий;
- стоимость строительства нагнетательных линий.
- стоимость строительства линий электропередач (ЛЭП).

Основой для расчета стоимости строительства явились расчетные показатели по технологии добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, данные по климатическим характеристикам района строительства, данные по удельным объемам строительства.

Расчеты капитальных вложений и полная стоимость строительства объектов обустройства по вариантам в текущих ценах 2023 года и с учетом роста цен по годам разработки приведены в таблицах 4.2.1; 4.2.2; 4.2.3.

Эксплуатационные затраты

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями, рассчитанными в соответствующих разделах настоящего проекта, исходя из технологии и техники добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

В таблицах 4.2.4; 4.2.5; 4.2.6 приведен расчет дохода от продаж выпускаемой продукции.

Расходы понесенные предприятием, (операционные затраты) разделяются на расходы, относимые на себестоимость продукции и расходы периода.

Расходы, относимые на себестоимость продукции, включают в себя расходы, связанные непосредственно с добычей и подготовкой углеводородов. В расходы периода включены общие и административные расходы и расходы по реализации продукции.

Расходы, относимые на себестоимость продукции включают:

- оплату труда промышленно-производственного персонала;
- расходы на персонал (вода питьевая и техническая; питание вахтовиков; медосмотр; командировочные расходы; обучение);
- амортизационные отчисления производственных фондов;
- расходы на электроэнергию;
- производственные расходы (ГСМ; материалы; ремонтные работы);
- услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями (безопасность на месторождении; связь; лабораторные работы; вывоз сточных вод; содержание транспорта; техническое обслуживание техники; исследовательские работы; токарные работы; заправка баллонов; экспертное обследование электроустановок на месторождении);
- ремонт скважин;
- затраты, зависящие от фонда скважин (ГИС (и/или ГДИ));
- расходы на химреагенты;
- арендные затраты (аренда транспорта; транспортные услуги);
- экологические расходы;
- страхование;
- затраты на НИОКР;
- прочие расходы (содержание бытового комплекса);
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции.

Результаты расчетов расходов, относимых на себестоимость продукции, приведены в таблицах 4.2.7; 4.2.8; 4.2.9.

Расходы периода включают:

- оплату труда работников административно-управленческого персонала (АУП);
- расходы на персонал (услуги связи; расходы на проезд);
- услуги, выполненные сторонними организациями (комиссия банка; курьерские услуги; юридические услуги; замена, заправка и другое картриджа, тонера, антивирус;

консультационные, включая аудиторские услуги; содержание и ремонт техники; охрана объектов);

- страхование;
- арендные затраты (аренда офиса);
- социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры;
- прочие расходы (представительские; мероприятия и подарки детям; материалы; техническое обслуживание ДЭС);

• расходы по реализации (затраты на транспорт нефти; экспортно-таможенная пошлина; рентный налог)

• налоги и другие обязательные платежи в бюджет общепроизводственного характера, за исключением тех налогов и платежей, что платятся из прибыли;

- обучение казахстанских специалистов;
- отчисления для ликвидации последствий недропользования.

Результаты расчетов затрат, входящих в расходы периода приведены в таблицах 4.2.10; 4.2.11; 4.2.12.

Расчет балансовой прибыли и налогооблагаемого дохода, приведен в таблицах 4.2.13; 4.2.14; 4.2.15.

Расчет экономических показателей приведен на основании следующих исходных данных:

- обслуживающий персонал рассчитан по Нормативам численности;
- среднемесячная заработная плата одного работника промышленно-производственного персонала принята в размере – 7,3 млн.тенге в год, административно-управленческого персонала – 7,3 млн.тенге в год, без учета налогов и отчислений, зависящих от Фонда оплаты труда (ФОТ);

• капитальные вложения для расчета амортизационных отчислений для целей налогообложения и для включения в себестоимость приняты в соответствии с данными раздела «Капитальные вложения» настоящей записки;

• амортизационные отчисления, для целей налогообложения, определены по группам и подгруппам основных средств, в соответствии с Налоговым кодексом РК;

• амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость, определены по производственному методу учета, за исключением амортизации нематериальных активов и исторических затрат, то есть в зависимости от извлекаемых запасов углеводородов, в соответствии со стандартом бухгалтерского учета РК № 20 «Учет и отчетность

нефтегазодобывающей промышленности» и методическими рекомендациями к нему.

Эксплуатационные затраты учитываются только для объектов непосредственно занятых на добыче углеводородов. Затраты по другим объектам учитываются через услуги (грузоперевозки, снабжение, строительство, бурение, геофизические исследования и т.д.).

Налоги и отчисления

Расчет налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан, Кодексом Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» далее Налоговый Кодекс и Контрактом на недропользование.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

1. Налог на добавленную стоимость, при реализации продукции на внутреннем рынке – 12%, в соответствии с действующим налоговым кодексом РК. Налог на добавленную стоимость при приобретении основных фондов, материалов и услуг облагаются по ставке 12%, в соответствии с Законом о налогах РК;

2. Корпоративный подоходный налог с юридических лиц по ставке 20% от налогооблагаемой прибыли;

3. Налог на имущество – 1,5% от остаточной стоимости основных фондов;

4. Социальный налог – 9,5%, начиная с 2025 г. – 11% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);

5. Социальные отчисления – 3,5%, начиная с 2025 г. – 5% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);

6. Отчисления в фонд обязательного медицинского страхования – 3% от величины Фонда оплаты труда (ФОТ);

7. Обучение казахстанских специалистов – 1% от затрат на добычу по итогам предыдущего года;

8. НИОКР – 1% от инвестиций по итогам предыдущего года;

9. Развитие социальной сферы и инфраструктуры – 1% от инвестиций по итогам предыдущего года;

10. Налог на сверхприбыль – объектом обложения налогом на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя, определенного для целей исчисления налога на сверхприбыль в соответствии со статьей 755 Налогового Кодекса по каждому отдельному контракту на недропользование за налоговый период, превышающая сумму, равную 25

процентам от суммы вычетов недропользователя для целей исчисления налога на сверхприбыль, определенных в соответствии со статьей 758 Налогового Кодекса.

Ставки налога на сверхприбыль

№	Шкала распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль, процент от суммы вычетов	Процент для расчета предельной суммы распределения чистого дохода для целей исчисления налога на сверхприбыль	Ставка (в %)
1	меньшее или равное 25%	25	Не устан.
2	от 25% до 30% включительно	5	10
3	от 30% до 40% включительно	10	20
4	от 40% до 50% включительно	10	30
5	от 50% до 60% включительно	10	40
6	от 60% до 70% включительно	10	50
7	свыше 70%	в соответствии с подпунктом 2) пункта 2 статьи 761 настоящего Кодекса	60

11. Ставки налога на добычу полезных ископаемых на сырую нефть, включая газовый конденсат, устанавливаются в фиксированном выражении по следующей шкале:

Ставки НДПИ

№	Объем годовой добычи	Ставка в %
1	до 250 000 тонн включительно	5
2	до 500 000 тонн включительно	7
3	до 1 000 000 тонн включительно	8
4	до 2 000 000 тонн включительно	9
5	до 3 000 000 тонн включительно	10
6	до 4 000 000 тонн включительно	11
7	до 5 000 000 тонн включительно	12
8	до 7 000 000 тонн включительно	13
9	до 10 000 000 тонн включительно	15
10	Свыше 10 000 000 тонн	18

В случае реализации сырой нефти и газового конденсата на внутреннем рынке к установленным ставкам применяется понижающий коэффициент 0,5.

При использовании добытого природного газа на собственные производственные нужды – как произведение фактического объема природного газа, использованного недропользователем на собственные производственные нужды, и производственной себестоимости добычи единицы продукции увеличенной на 20%.

12. Экспортная таможенная пошлина – размер ставок вывозных таможенных пошлин в отношении сырой нефти и товаров, выработанных из нефти. Базой для исчисления экспортной таможенной пошлины на сырую нефть является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном приказом №81 от 17 февраля 2016 г. Министерства Национальной Экономики Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти и товаров, выработанных из нефти, экспортная таможенная пошлина исчисляется по следующим ставкам:

Ставки экспортной таможенной пошлины в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Долларов США за тонну
До 25 долларов США за баррель	0
С 25 до 30 долларов США за баррель	10
С 30 до 35 долларов США за баррель	20
С 35 до 40 долларов США за баррель	35
С 40 до 45 долларов США за баррель	40
С 45 до 50 долларов США за баррель	45
С 50 до 55 долларов США за баррель	50
С 55 до 60 долларов США за баррель	55
С 60 до 65 долларов США за баррель	60
С 65 до 70 долларов США за баррель	65
С 70 до 75 долларов США за баррель	70
С 75 до 80 долларов США за баррель	75
С 80 до 85 долларов США за баррель	80
С 85 до 90 долларов США за баррель	85
С 90 до 95 долларов США за баррель	90
С 100 до 105 долларов США за баррель	95
С 100 до 105 долларов США за баррель	100
С 105 до 115 долларов США за баррель	115
С 115 до 125 долларов США за баррель	130
С 125 до 135 долларов США за баррель	145
С 135 до 145 долларов США за баррель	160
С 145 до 155 долларов США за баррель	176
С 155 до 165 долларов США за баррель	191
С 165 до 175 долларов США за баррель	206
С 175 до 185 долларов США за баррель	221
От 185 долларов США за баррель и выше	236

13. Рентный налог – налог на экспорт – исчисляется от объема реализации и мировых цен. Налоговой базой для исчисления рентного налога на экспорт по сырой нефти является стоимость экспортируемой сырой нефти, исчисленная исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти и мировой цены, рассчитанной в порядке, установленном пунктом 3 статьи 741 НК Республики Казахстан. При экспорте сырой нефти рентный налог на экспорт исчисляется по следующим ставкам:

Ставки рентного налога в зависимости от мировой цены на нефть

Мировая цена	Ставка, %
До 20 долларов США за баррель включительно	0
До 30 долларов США за баррель включительно	0
До 40 долларов США за баррель включительно	0
До 50 долларов США за баррель включительно	7
До 60 долларов США за баррель включительно	11
До 70 долларов США за баррель включительно	14
До 80 долларов США за баррель включительно	16
До 90 долларов США за баррель включительно	17
До 100 долларов США за баррель включительно	19
До 110 долларов США за баррель включительно	21
До 120 долларов США за баррель включительно	22
До 130 долларов США за баррель включительно	23
До 140 долларов США за баррель включительно	25
До 150 долларов США за баррель включительно	26
До 160 долларов США за баррель включительно	27

До 170 долларов США за баррель включительно	29
До 180 долларов США за баррель включительно	30
До 190 долларов США за баррель включительно	32
До 200 долларов США за баррель и выше	32

В таблицах 4.2.16; 4.2.17; 4.2.18 приведен расчет дохода государству.

Показатели эффективности реализации проекта

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);
- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;
- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10%;
- срок окупаемости капитальных вложений (продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости);
- внутренняя норма доходности или внутренняя норма прибыли (IRR или ВНП) – внутренней нормой доходности называется такое положительное число, что при норме дисконта = ВНП, чистый дисконтированный доход проекта обращается в ноль, при всех больших значениях нормы дисконта - NPV отрицателен, при всех меньших значениях NPV положителен. Если не выполнено, хотя бы одно из этих условий, считается, что ВНП не существует;
- максимальный финансовый риск (МФР) – Показатель риска, рассчитываемый на основе максимально отрицательного денежного потока;
- удельные показатели по затратам.

Также, в систему оценочных показателей включены:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2023 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. При выборе дифференцированной ставки процента (дисконтной) в процессе дисконтирования потока инвестиционного проекта учитывались следующие факторы:

- средний уровень ссудного процента (реальной депозитной ставки);
- темп инфляции (или премии за инфляцию);
- премии за риск;
- премии за низкую ликвидность проекта.

Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 10%.

Расчет чистой прибыли приведен в таблицах 4.2.19; 4.2.20; 4.2.21.

Расчет потоков денежной наличности приведен в таблицах 4.2.22; 4.2.23; 4.2.24.

Таблица 4.2.1 - Расчет капитальных вложений. Вариант 1

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение капитальных вложений						
						1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>											
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	2	383,2	766	0	383	383	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	2	31,2	62	0	0	0	31	0	31	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов	скв.	7	9,0	63	0	0	0	18	18	18	9
	Итого строительство скважин				892	0	383	383	49	18	49	9
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1 015	0	410	439	60	24	69	14
II	<u>Надземное строительство</u>											
	Обустройство промысла											
1	Обустройство скважин	ед.	2	7,8	16	0	8	8	0	0	0	0
2	НГС-сепаратор, 12,5 м3	ед.	1	3,2	3	3	0	0	0	0	0	0
3	РВС (для отстоя нефти), 60 м3	ед.	4	13,7	55	27	14	14	0	0	0	0
4	Выкидные линии, Ø89	км	0,7	18,3	13	0	6	6	0	0	0	0
5	Линии электропередач (ЛЭП)	км	0,7	17,2	12	0	6	6	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				99	31	34	34	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				106	31	36	39	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				991	31	417	417	49	18	49	9
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				1 121	31	446	478	60	24	69	14
	Коэффициент инфляции					1,000	1,070	1,145	1,225	1,311	1,403	1,501

Таблица 4.2.2 - Расчет капитальных вложений. Вариант 2

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость ед-цы млн.тг	Стоимость всего млн.тг	Распределение капитальных вложений							
						1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>												
1	Бурение добывающих вертикальных скважин	скв.	3	383,2	1 149	0	766	383	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	2	31,2	62	0	0	0	31	0	31	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов	скв.	7	9,0	63	0	0	0	18	18	18	9	0
	Итого строительство скважин				1 275	0	766	383	49	18	49	9	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				1 425	0	820	439	60	24	69	14	0
II	<u>Надземное строительство</u>												
	<u>Обустройство промысла</u>												
1	Обустройство скважин	скв.	3	7,8	23	0	16	8	0	0	0	0	0
2	НГС-сепаратор, 12,5 м3	ед.	1	3,2	3	3	0	0	0	0	0	0	0
3	РВС (для отстоя нефти), 60 м3	ед.	4	13,7	55	27	14	14	0	0	0	0	0
4	Выкидные линии, Ø89	км	1	18,3	19	0	13	6	0	0	0	0	0
5	Линии электропередач (ЛЭП)	км	1	17,2	18	0	12	6	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				119	31	54	34	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				128	31	58	39	0	0	0	0	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				1 394	31	820	417	49	18	49	9	0
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				1 553	31	878	478	60	24	69	14	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,070	1,145	1,225	1,311	1,403	1,501	1,606

Таблица 4.2.3 - Расчет капитальных вложений. Вариант 3

№	Наименование работ, объектов и затрат	Ед. изм.	Кол -во	Стоим ость ед-цы млн.тг	Стоим ость всего млн.тг	Распределение капитальных вложений										
						1 2023	2 2024	3 2025	4 2026	5 2027	6 2028	7 2029	8 2030	9 2031	10 2032	11 2033
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I	<u>Строительство скважин (подземное строительство)</u>															
1	Бурение добывающих скважин	скв.	6	383,2	2 299	383	1 149	766	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Перевод скважин из консервации	скв.	2	31,2	62	0	0	0	31	0	31	0	0	0	0	0
3	Перевод добывающих скважин с других объектов	скв.	7	9,0	63	0	0	0	18	18	18	9	0	0	0	0
4	Перевод добывающих скважин для ППД	скв.	1	9,0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0
	Итого строительство скважин				2 434	383	1 149	766	49	18	49	9	0	0	9	0
	Итого строительство скважин с учетом инфляции				2 674	383	1 230	877	60	24	69	14	0	0	17	0
II	<u>Надземное строительство</u>															
	<u>Обустройство промысла</u>															
1	Обустройство скважин	скв.	6	7,8	47	8	23	16	0	0	0	0	0	0	0	0
2	НГС-сепаратор, 12,5 м3	ед.	1	3,2	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	РВС (для отстоя нефти), 60 м3	ед.	4	13,7	55	27	14	14	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Выкидные линии, Ø89	км	2	18,3	38	6	19	13	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нагнетательные линии, Ø89	км	1	5,5	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0
6	Линии электропередач (ЛЭП)	км	2	17,2	36	6	18	12	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого надземное строительство				185	51	74	54	0	0	0	0	0	0	6	0
	Итого надземное строительство с учетом инфляции				203	51	80	62	0	0	0	0	0	0	10	0
	Всего со строительством скважин без учета инфляции				2 619	434	1 224	820	49	18	49	9	0	0	15	0
	Всего со строительством скважин с учетом инфляции				2 876	434	1 310	939	60	24	69	14	0	0	27	0
	Коэффициент инфляции					1,000	1,070	1,145	1,225	1,311	1,403	1,501	1,606	1,718	1,838	1,967

Таблица 4.2.4 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 1

Года	Расчет дохода						Общий доход предприятия
	Объем добычи нефти тыс.т	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		
		Всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	12,8	12,3	6,7	5,5	240,0	114,0	2 182,0
2024	13,1	12,5	6,9	5,6	256,8	122,0	2 387,1
2025	13,3	12,7	7,0	5,7	274,8	130,5	2 587,7
2026	11,8	11,3	6,2	5,1	294,0	139,7	2 471,8
2027	10,2	9,8	5,4	4,4	314,6	149,4	2 273,1
2028	9,6	9,2	5,1	4,1	336,6	159,9	2 290,3
2029	8,5	8,1	4,5	3,7	360,2	171,1	2 167,1
2030	7,8	7,5	4,1	3,4	385,4	183,1	2 133,3
2031	7,2	6,9	3,8	3,1	412,4	195,9	2 100,0
2032	6,6	6,3	3,5	2,8	441,2	209,6	2 067,3
2033	6,1	5,8	3,2	2,6	472,1	224,3	2 035,0
2034	5,6	5,4	2,9	2,4	505,2	240,0	2 003,3
2035	5,1	4,9	2,7	2,2	540,5	256,7	1 972,0
2036	4,7	4,5	2,5	2,0	578,4	274,7	1 941,3
2037	4,4	4,2	2,3	1,9	618,8	294,0	1 911,0
2038	4,0	3,8	2,1	1,7	662,2	314,5	1 881,2
2039	3,7	3,5	1,9	1,6	708,5	336,5	1 851,8
2040	3,0	2,9	1,6	1,3	758,1	360,1	1 633,3
2041	2,8	2,6	1,5	1,2	811,2	385,3	1 587,8
2042	2,5	2,4	1,3	1,1	868,0	412,3	1 543,8
Итого приб. период 2023-2039	134,4	128,8	70,8	57,9			36 255,2
Итого расч. период 2023-2042	142,7	136,7	75,2	61,5			41 020,2

Таблица 4.2.5 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 2

Года	Расчет дохода						Общий доход предприятия млн.тг
	Объем добычи нефти тыс.т	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		
		Всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	12,8	12,3	6,7	5,5	240,0	114,0	2 182,0
2024	13,8	13,2	7,2	5,9	256,8	122,0	2 506,8
2025	13,9	13,3	7,3	6,0	274,8	130,5	2 707,1
2026	12,5	11,9	6,6	5,4	294,0	139,7	2 601,1
2027	10,8	10,3	5,7	4,7	314,6	149,4	2 411,1
2028	10,2	9,8	5,4	4,4	336,6	159,9	2 432,9
2029	9,0	8,7	4,8	3,9	360,2	171,1	2 309,3
2030	8,3	8,0	4,4	3,6	385,4	183,1	2 273,3
2031	7,6	7,3	4,0	3,3	412,4	195,9	2 237,9
2032	7,0	6,7	3,7	3,0	441,2	209,6	2 202,9
2033	6,5	6,2	3,4	2,8	472,1	224,3	2 168,6
2034	6,0	5,7	3,1	2,6	505,2	240,0	2 134,7
2035	5,5	5,2	2,9	2,4	540,5	256,7	2 101,4
2036	5,0	4,8	2,7	2,2	578,4	274,7	2 068,7
2037	4,6	4,4	2,4	2,0	618,8	294,0	2 036,4
2038	4,3	4,1	2,2	1,8	662,2	314,5	2 004,6
2039	3,9	3,8	2,1	1,7	708,5	336,5	1 973,4
2040	3,3	3,1	1,7	1,4	758,1	360,1	1 753,0
2041	3,0	2,8	1,6	1,3	811,2	385,3	1 703,1
2042	2,7	2,6	1,4	1,2	868,0	412,3	1 654,8
Итого приб. период 2023-2039	141,7	135,7	74,7	61,1			38 352,2
Итого расч. период 2023-2042	150,6	144,3	79,3	64,9			43 463,0

Таблица 4.2.6 - Расчет дохода от продажи продукции в ценах с учетом инфляции. Вариант 3

Года	Расчет дохода						Общий доход предприятия млн.тг
	Объем добычи нефти тыс.т	Объем продажи нефти			Цена реализации нефти		
		Всего тыс.т	на внешний рынок тыс.т	на внутренний рынок тыс.т	на внешний рынок тыс.тг/тонну	на внутренний рынок тыс.тг/тонну	
1	2	3	4	5	6	7	8
2023	13,6	13,1	7,2	5,9	240,0	114,0	2 321,9
2024	16,1	15,4	8,5	6,9	256,8	122,0	2 926,2
2025	17,5	16,7	9,2	7,5	274,8	130,5	3 403,2
2026	15,8	15,1	8,3	6,8	294,0	139,7	3 298,4
2027	13,8	13,2	7,3	5,9	314,6	149,4	3 077,3
2028	13,0	12,4	6,8	5,6	336,6	159,9	3 095,4
2029	11,6	11,1	6,1	5,0	360,2	171,1	2 975,2
2030	10,7	10,3	5,6	4,6	385,4	183,1	2 928,7
2031	9,9	9,4	5,2	4,2	412,4	195,9	2 883,1
2032	8,4	8,0	4,4	3,6	441,2	209,6	2 630,2
2033	7,7	7,4	4,1	3,3	472,1	224,3	2 589,2
2034	7,1	6,8	3,7	3,1	505,2	240,0	2 548,8
2035	6,5	6,3	3,4	2,8	540,5	256,7	2 509,0
2036	6,0	5,8	3,2	2,6	578,4	274,7	2 469,9
2037	5,5	5,3	2,9	2,4	618,8	294,0	2 431,4
2038	5,1	4,9	2,7	2,2	662,2	314,5	2 393,4
2039	4,7	4,5	2,5	2,0	708,5	336,5	2 356,1
2040	4,3	4,1	2,3	1,9	758,1	360,1	2 319,3
2041	4,0	3,8	2,1	1,7	811,2	385,3	2 283,1
2042	3,6	3,5	1,9	1,6	868,0	412,3	2 247,5
Итого приб. период 2023-2035	151,7	145,3	79,9	65,4			37 186,6
Итого расч. период 2023-2042	184,9	177,1	97,4	79,7			53 687,4

Таблица 4.2.7 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции														Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на электроэнергию	Производственные расходы	Услуги производствен-ного характера, выпол-ненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависмые от фонда скважин	Расходы на химреагенты	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	Прочие затраты	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	226,0	29,4	278,4	14,4	158,5	89,0	18,7	25,0	12,0	81,2	9,0	11,3	11,8	9,8	91,0	36,0	13,0	140,0	1 114,4	87,0
2024	250,8	31,0	319,6	17,1	157,8	60,7	21,9	19,1	14,5	81,2	17,0	11,7	12,9	9,8	99,5	39,2	25,0	163,7	1 188,9	90,8
2025	250,8	26,8	225,7	20,3	187,2	65,0	25,3	22,1	17,6	81,2	10,0	11,7	9,8	9,8	107,9	39,2	31,0	178,1	1 141,4	86,0
2026	250,8	28,6	114,2	20,9	192,5	69,5	29,2	25,5	18,3	81,2	10,3	12,6	9,3	9,8	103,0	32,6	31,0	166,6	1 039,4	87,7
2027	210,2	28,5	116,1	20,6	195,7	70,7	29,7	25,9	18,6	77,2	9,5	12,5	8,4	9,0	94,7	30,3	28,0	153,1	985,4	96,8
2028	195,5	28,3	121,1	22,3	198,9	71,8	30,2	26,3	18,9	73,3	9,5	12,4	8,0	9,0	95,5	28,2	27,0	150,7	976,3	101,8
2029	181,8	28,2	123,1	23,1	202,2	73,0	30,7	26,7	19,2	69,6	9,0	12,4	8,0	9,0	90,3	26,2	25,0	141,6	957,6	112,9
2030	172,7	28,7	123,1	25,5	205,5	74,2	31,2	27,2	19,5	66,2	8,9	12,6	7,9	9,0	88,9	24,9	23,0	136,8	948,9	121,7
2031	164,1	29,1	123,1	28,1	208,9	75,4	31,7	27,6	19,8	62,9	8,7	12,8	7,8	9,0	87,5	23,7	21,0	132,2	941,3	131,2
2032	155,9	29,6	123,1	31,0	212,4	76,7	32,2	28,1	20,2	59,7	8,6	13,0	7,8	9,0	86,2	22,5	21,0	129,7	936,8	141,9
2033	148,1	30,1	123,1	34,1	215,9	78,0	32,7	28,6	20,5	56,7	8,5	13,2	7,8	9,0	84,8	21,4	19,0	125,2	931,4	153,3
2034	140,7	30,6	123,1	37,6	219,4	79,2	33,3	29,0	20,8	53,9	8,3	13,4	7,8	9,0	83,5	20,3	18,0	121,8	928,0	166,1
2035	133,6	31,1	123,1	41,4	223,0	80,6	33,8	29,5	21,2	51,2	8,2	13,7	7,8	9,0	82,2	19,3	16,0	117,5	924,7	179,9
2036	126,9	31,6	123,1	45,7	226,7	81,9	34,4	30,0	21,5	48,6	8,1	13,9	7,8	9,0	80,9	18,3	15,0	114,2	923,5	195,2
2037	120,6	32,2	123,1	50,3	230,5	83,2	35,0	30,5	21,9	46,2	8,0	14,1	7,8	9,0	79,6	17,4	14,0	111,1	923,3	212,2
2038	114,6	32,7	123,1	55,5	234,3	84,6	35,5	31,0	22,3	43,9	7,8	14,4	7,8	10,0	78,4	16,5	13,0	107,9	925,3	231,1
2039	108,8	33,2	123,1	61,1	238,1	86,0	36,1	31,5	22,6	41,7	7,7	14,6	7,9	10,0	77,2	15,7	13,0	105,9	928,4	252,1
2040	103,4	33,8	123,1	67,4	242,1	87,4	36,7	32,0	23,0	39,6	6,8	14,8	7,9	10,0	68,1	14,9	10,0	93,0	921,0	303,4
2041	98,2	34,3	123,1	74,2	246,0	88,9	37,3	32,5	23,4	37,6	6,6	15,1	8,0	10,0	66,2	14,2	10,0	90,4	925,7	335,6
2042	93,3	34,9	123,1	81,8	250,1	90,3	37,9	33,1	23,8	35,7	6,4	15,3	8,1	10,0	64,4	13,5	10,0	87,8	931,7	371,8
Итого приб. период 2023-2039	2 951,8	509,7	2 529,2	549,0	3 507,3	1 299,6	521,7	463,5	329,4	1 076,0	157,1	220,3	146,4	158,2	1 511,1	431,9	353,0	2 296,0	16 715,1	124,3
Итого расч. период 2023-2042	3 246,7	612,7	2 898,4	772,5	4 245,5	1 566,2	633,6	561,1	399,5	1 189,0	177,0	265,6	170,3	188,2	1 709,7	474,5	383,0	2 567,2	19 493,6	136,6

Таблица 4.2.8 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции														Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на электроэнергию	Производственные расходы	Услуги производствен-ного характера, выпол-ненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависмые от фонда скважин	Расходы на химреагенты	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	Прочие затраты	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	226,0	29,4	278,4	14,4	158,5	89,0	18,7	25,0	12,0	81,2	9,0	11,3	11,8	9,8	91,0	36,0	13,0	140,0	1 114,4	87,0
2024	250,8	31,0	319,6	17,9	165,0	60,7	23,7	20,7	15,2	81,2	17,0	11,7	12,9	9,8	104,5	39,2	25,0	168,7	1 206,0	87,7
2025	250,8	26,8	225,7	21,3	196,6	65,0	27,3	23,8	18,5	81,2	10,0	11,4	10,0	9,8	112,8	39,2	31,0	183,0	1 161,2	83,6
2026	250,8	28,6	114,2	22,2	204,8	69,5	31,3	27,3	19,5	81,2	10,8	12,6	9,5	9,8	108,4	32,6	31,0	172,0	1 064,1	85,4
2027	210,2	28,5	116,1	22,1	203,6	74,4	33,5	29,2	19,6	81,2	10,0	12,5	8,6	9,0	100,5	30,3	28,0	158,8	1 017,3	94,2
2028	195,5	28,3	121,1	24,1	207,0	75,6	34,7	29,7	19,9	77,2	10,1	12,4	8,3	9,0	101,4	28,2	27,0	156,6	1 009,6	99,1
2029	181,8	28,2	123,1	25,1	210,4	76,9	36,1	30,2	20,2	73,3	9,6	12,4	8,2	9,0	96,2	26,2	25,0	147,5	992,0	109,8
2030	172,7	28,7	123,1	27,7	213,9	78,1	37,4	30,7	20,6	69,6	9,5	12,6	8,1	9,0	94,7	24,9	23,0	142,7	984,3	118,4
2031	164,1	29,1	123,1	30,5	217,4	79,4	38,9	31,2	20,9	66,2	9,3	12,8	8,1	9,0	93,3	23,7	21,0	137,9	977,9	127,9
2032	155,9	29,6	123,1	33,6	221,0	80,7	40,3	31,7	21,3	62,9	9,2	13,0	8,1	9,0	91,8	22,5	21,0	135,3	974,6	138,5
2033	148,1	30,1	123,1	37,1	224,6	82,1	41,9	32,2	21,6	59,7	9,0	13,2	8,1	9,0	90,4	21,4	19,0	130,8	970,5	149,9
2034	140,7	30,6	123,1	40,9	228,3	83,4	43,4	32,7	22,0	56,7	8,9	13,4	8,1	9,0	89,0	20,3	18,0	127,3	968,5	162,6
2035	133,6	31,1	123,1	45,0	232,1	84,8	45,1	33,3	22,3	53,9	8,7	13,7	8,1	9,0	87,6	19,3	16,0	122,9	966,7	176,5
2036	126,9	31,6	123,1	49,6	235,9	86,2	46,8	33,8	22,7	51,2	8,6	13,9	8,1	9,0	86,2	18,3	15,0	119,5	967,1	191,9
2037	120,6	32,2	123,1	54,7	239,8	87,6	48,6	34,4	23,1	48,6	8,5	14,1	8,2	9,0	84,9	17,4	14,0	116,3	968,7	208,9
2038	114,6	32,7	123,1	60,3	243,8	89,1	50,4	34,9	23,5	46,2	8,3	14,4	8,2	10,0	83,5	16,5	13,0	113,1	972,5	228,0
2039	108,8	33,2	123,1	66,4	247,8	90,5	52,3	35,5	23,8	43,9	8,2	14,6	8,3	10,0	82,2	15,7	13,0	111,0	977,6	249,1
2040	103,4	33,8	123,1	73,2	251,9	92,0	54,3	36,1	24,2	41,7	7,3	14,8	8,4	10,0	73,1	14,9	10,0	98,0	972,2	298,4
2041	98,2	34,3	123,1	80,7	256,1	93,5	56,4	36,7	24,6	39,6	7,1	15,1	8,4	10,0	71,0	14,2	10,0	95,2	979,0	330,9
2042	93,3	34,9	123,1	88,9	260,3	95,1	58,5	37,3	25,0	37,6	6,9	15,3	8,5	10,0	69,0	13,5	10,0	92,4	987,3	367,5
Итого приб. период 2023-2039	2 951,8	509,7	2 529,2	593,1	3 650,5	1 353,0	650,3	516,1	346,6	1 115,5	164,9	220,0	150,7	158,2	1 598,4	431,9	353,0	2 383,3	17 293,0	122,0
Итого расч. период 2023-2042	3 246,7	612,7	2 898,4	836,0	4 418,7	1 633,7	819,5	626,3	420,5	1 234,4	186,1	265,3	176,0	188,2	1 811,5	474,5	383,0	2 668,9	20 231,6	134,3

Таблица 4.2.9 - Расчет эксплуатационных затрат включаемых в себестоимость продукции в ценах с учетом инфляции
Вариант 3

Года	Расходы относимые на себестоимость продукции														Налоги и платежи			Итого налоги и платежи, включаемые в себестоимость продукции	Итого расходы, относимые на себестоимость продукции	Производственная себестоимость одной тонны нефти
	ФОТ ППП	Расходы на персонал	Амортизационные отчисления, включаемые в себестоимость продукции	Затраты на электроэнергию	Производственные расходы	Услуги производствен-ного характера, выпол-ненные сторонними организациями	Ремонт скважин	Затраты, зависмые от фонда скважин	Расходы на химреагенты	Арендные затраты	Экологические расходы	Страхование	Затраты на НИОКР	Прочие затраты	НДПИ	Налоги, отчисляемые от ФОТ ППП	Налог на имущество			
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	тыс.тг/тонну
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2023	226,0	29,4	278,4	15,1	158,5	89,0	20,4	25,0	12,5	81,2	9,0	11,3	11,8	9,8	96,8	36,0	13,0	145,8	1 123,2	82,4
2024	250,8	31,0	319,6	20,5	189,0	60,7	27,3	23,8	17,3	81,2	17,0	11,7	12,9	9,8	122,0	39,2	25,0	186,2	1 259,0	78,4
2025	250,8	26,8	225,7	26,3	241,8	65,0	33,1	28,9	22,6	81,2	10,0	11,7	10,3	9,8	141,8	39,2	31,0	212,0	1 256,1	72,0
2026	250,8	28,6	114,2	27,9	256,7	69,5	37,5	32,7	24,4	81,2	13,7	12,6	10,1	9,8	137,5	32,6	31,0	201,1	1 170,9	74,1
2027	226,0	30,6	116,1	28,7	264,5	74,4	40,2	35,0	25,5	81,2	12,8	13,5	9,3	9,0	128,2	32,6	28,0	188,9	1 155,7	83,8
2028	226,0	32,8	121,1	32,0	294,6	79,6	45,4	39,6	28,8	81,2	12,9	14,4	9,3	9,0	129,0	32,6	27,0	188,6	1 215,2	93,8
2029	226,0	35,1	123,1	34,3	316,3	85,2	48,6	42,3	31,4	81,2	12,4	15,4	9,9	9,0	124,0	32,6	25,0	181,6	1 251,7	107,5
2030	226,0	37,5	123,1	38,6	355,3	91,1	51,9	45,3	35,7	81,2	12,2	16,5	10,3	9,0	122,1	32,6	23,0	177,7	1 311,5	122,5
2031	226,0	40,1	123,1	43,3	361,2	94,6	53,9	47,0	37,1	77,2	12,0	17,6	10,9	9,0	120,2	32,6	21,0	173,8	1 326,9	134,7
2032	214,7	40,8	123,1	44,6	367,1	98,2	56,0	48,8	38,5	73,3	10,9	17,9	11,1	9,0	109,6	31,0	21,0	161,6	1 315,7	156,6
2033	206,1	41,9	123,1	50,1	373,2	101,9	58,1	50,6	40,0	69,6	10,8	18,4	11,1	9,0	107,9	29,8	19,0	156,7	1 320,6	170,9
2034	197,9	43,1	123,1	56,3	379,4	105,7	60,3	52,6	41,5	66,2	10,6	18,9	11,2	9,0	106,2	28,6	18,0	152,8	1 328,5	186,9
2035	190,0	44,2	123,1	63,2	385,6	109,8	62,6	54,6	43,0	62,9	10,4	19,4	11,3	9,0	104,6	27,4	16,0	148,0	1 337,1	204,4
2036	182,4	45,4	123,1	71,1	392,0	113,9	64,9	56,6	44,7	59,7	10,3	20,0	11,5	9,0	103,0	26,3	15,0	144,3	1 348,8	224,1
2037	175,1	46,7	123,1	79,8	398,4	118,2	67,4	58,8	46,4	56,7	10,1	20,5	11,6	9,0	101,3	25,3	14,0	140,6	1 362,5	246,1
2038	168,1	47,9	123,1	89,7	405,0	122,7	70,0	61,0	48,1	53,9	10,0	21,1	11,8	10,0	99,8	24,3	13,0	137,0	1 379,3	270,8
2039	161,3	49,2	123,1	100,8	411,7	127,4	72,6	63,3	49,9	51,2	9,8	21,6	12,0	10,0	98,2	23,3	13,0	134,5	1 398,5	298,4
2040	154,9	50,6	123,1	113,2	418,5	132,2	75,4	65,7	51,8	48,6	9,7	22,2	12,2	10,0	96,7	22,4	10,0	129,0	1 417,1	328,7
2041	148,7	52,0	123,1	127,2	425,4	137,2	78,2	68,2	53,8	46,2	9,5	22,8	12,4	10,0	95,2	21,5	10,0	126,6	1 441,4	363,4
2042	142,7	53,4	123,1	142,9	432,4	142,4	81,2	70,8	55,8	43,9	9,4	23,4	12,7	10,0	93,7	20,6	10,0	124,3	1 468,4	402,4
Итого приб. период 2023-2035	2 917,0	461,9	2 036,8	480,9	3 943,2	1 124,6	595,3	526,2	398,3	998,9	154,8	199,3	139,9	120,2	1 549,8	426,9	298,0	2 274,7	16 372,2	107,9
Итого расч. период 2023-2042	4 050,2	807,1	2 898,4	1 205,5	6 826,7	2 018,7	1 105,0	970,6	748,9	1 359,2	223,5	350,9	224,1	188,2	2 237,7	590,5	383,0	3 211,1	26 188,0	141,6

Таблица 4.2.10 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие расходы	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	184,9	7,9	23,0	0,2	19,5	18,06	17,1	112,2	222,1	226,8	20,6	3,4	24,0	4,3	5,8	865,8
2024	184,9	8,4	24,6	0,2	19,5	10,16	18,3	122,8	243,3	283,5	20,6	3,7	24,3	9,4	6,0	955,4
2025	184,9	9,0	26,3	0,2	19,5	14,79	19,6	133,1	262,9	307,4	23,3	4,0	27,3	9,8	6,1	1 020,9
2026	184,9	9,6	28,2	0,2	19,5	14,54	21,0	127,1	249,3	312,0	23,3	4,0	27,3	9,3	5,4	1 008,4
2027	181,2	10,1	28,6	0,2	18,5	9,44	21,4	116,9	226,9	286,9	22,9	3,7	26,5	8,4	0,0	935,1
2028	177,6	10,6	29,1	0,2	17,6	8,61	21,7	117,8	225,5	323,1	22,4	3,8	26,2	8,0	0,0	966,0
2029	174,0	11,1	29,6	0,2	16,7	8,99	22,1	111,5	241,4	305,7	21,9	3,8	25,7	8,0	0,0	954,9
2030	170,5	11,6	30,1	0,3	15,9	8,34	22,4	109,7	222,1	332,6	21,5	3,8	25,3	7,9	0,0	956,7
2031	167,1	12,2	30,6	0,3	15,1	8,16	22,8	108,0	231,0	343,0	21,1	3,8	24,9	7,8	0,0	970,9
2032	163,8	12,8	31,1	0,3	14,3	8,12	23,2	106,3	237,0	353,0	20,7	3,9	24,5	7,8	0,0	982,2
2033	160,5	13,4	31,6	0,3	13,6	8,10	23,6	104,7	240,6	347,5	20,2	3,9	24,1	7,8	0,0	975,7
2034	157,3	14,1	32,1	0,3	12,9	8,09	23,9	103,0	243,5	371,8	19,8	3,9	23,8	7,8	0,0	998,6
2035	154,1	14,8	32,6	0,3	12,3	8,09	24,3	101,4	243,1	380,6	19,4	4,0	23,4	7,8	0,0	1 002,9
2036	151,1	15,5	33,2	0,3	11,7	8,09	24,7	99,8	241,3	389,1	19,1	4,0	23,0	7,8	0,0	1 005,6
2037	148,0	16,2	33,7	0,3	11,1	8,11	25,2	98,3	238,1	425,6	18,7	4,1	22,8	7,8	0,0	1 035,3
2038	145,1	17,0	34,3	0,4	10,5	8,14	25,6	96,7	233,9	446,9	18,3	4,1	22,4	7,8	0,0	1 048,8
2039	142,2	17,8	34,8	0,4	10,0	8,19	26,0	95,2	215,2	439,9	17,9	4,0	22,0	7,9	0,0	1 019,7
2040	139,3	18,7	35,4	0,4	9,5	8,24	26,4	84,0	177,4	388,0	17,6	3,6	21,2	7,9	0,0	916,6
2041	136,5	19,6	36,0	0,4	9,0	8,29	26,9	81,7	161,2	377,2	17,2	3,5	20,7	8,0	0,0	885,5
2042	133,8	20,6	36,6	0,4	8,6	8,37	27,3	79,4	146,5	366,8	16,9	3,4	20,3	8,1	0,0	856,6
Итого приб. период 2023-2039	2 831,9	212,1	513,5	4,6	258,3	166,0	382,9	1 864,6	4 017,4	5 875,3	351,7	65,9	417,6	135,3	23,3	16 702,9
Итого расч. период 2023-2042	3 241,6	270,9	621,6	5,8	285,4	190,9	463,5	2 109,7	4 502,5	7 007,3	403,4	76,4	479,8	159,3	23,3	19 361,6

Таблица 4.2.11 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие расходы	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	184,9	7,9	23,0	0,2	19,5	18,06	17,1	112,2	222,1	226,8	20,6	3,4	24,0	4,3	5,8	865,8
2024	184,9	8,4	24,6	0,2	19,5	10,16	18,3	128,9	255,5	297,8	20,6	3,9	24,5	9,4	6,0	988,1
2025	184,9	9,0	26,3	0,2	19,5	19,23	19,6	139,2	275,0	321,6	23,3	4,2	27,5	10,0	6,1	1 058,0
2026	184,9	9,6	28,2	0,2	19,5	14,73	21,0	133,8	262,4	328,3	23,3	4,1	27,4	9,5	5,4	1 044,9
2027	181,2	10,1	30,1	0,2	19,5	9,64	22,5	124,0	240,7	304,3	22,9	3,9	26,7	8,6	0,0	977,5
2028	177,6	10,6	30,6	0,2	18,5	8,88	22,8	125,1	239,6	343,2	22,4	4,0	26,4	8,3	0,0	1 011,8
2029	174,0	11,1	31,1	0,2	17,6	9,27	23,2	118,8	257,3	325,7	21,9	4,0	25,9	8,2	0,0	1 002,5
2030	170,5	11,6	31,7	0,3	16,7	8,63	23,6	116,9	236,7	354,4	21,5	4,0	25,5	8,1	0,0	1 004,7
2031	167,1	12,2	32,2	0,3	15,9	8,46	24,0	115,1	246,2	365,5	21,1	4,0	25,1	8,1	0,0	1 020,1
2032	163,8	12,8	32,7	0,3	15,1	8,44	24,4	113,3	252,6	376,2	20,7	4,1	24,7	8,1	0,0	1 032,4
2033	160,5	13,4	33,3	0,3	14,3	8,43	24,8	111,5	256,4	370,3	20,2	4,1	24,3	8,1	0,0	1 025,6
2034	157,3	14,1	33,8	0,3	13,6	8,43	25,2	109,8	259,5	396,2	19,8	4,2	24,0	8,1	0,0	1 050,3
2035	154,1	14,8	34,4	0,3	12,9	8,44	25,6	108,1	259,1	405,6	19,4	4,2	23,6	8,1	0,0	1 055,1
2036	151,1	15,5	34,9	0,3	12,3	8,47	26,0	106,4	257,1	414,7	19,1	4,2	23,2	8,1	0,0	1 058,1
2037	148,0	16,2	35,5	0,3	11,7	8,50	26,5	104,7	253,7	453,5	18,7	4,3	23,0	8,2	0,0	1 089,9
2038	145,1	17,0	36,1	0,4	11,1	8,55	26,9	103,1	249,3	476,2	18,3	4,4	22,7	8,2	0,0	1 104,6
2039	142,2	17,8	36,7	0,4	10,5	8,62	27,4	101,5	229,3	468,8	17,9	4,2	22,2	8,3	0,0	1 073,7
2040	139,3	18,7	37,3	0,4	10,0	8,69	27,8	90,2	190,4	416,4	17,6	3,8	21,4	8,4	0,0	969,0
2041	136,5	19,6	37,9	0,4	9,5	8,76	28,3	87,6	172,9	404,6	17,2	3,7	20,9	8,4	0,0	935,4
2042	133,8	20,6	38,5	0,4	9,0	8,86	28,7	85,1	157,0	393,1	16,9	3,6	20,4	8,5	0,0	904,2
Итого приб. период 2023-2039	2 831,9	212,1	535,2	4,6	267,8	174,9	399,1	1 972,5	4 252,4	6 229,0	351,7	68,9	420,7	139,7	23,3	17 463,0
Итого расч. период 2023-2042	3 241,6	270,9	648,9	5,8	296,4	201,3	483,9	2 235,3	4 772,7	7 443,2	403,4	80,0	483,4	165,0	23,3	20 271,6

Таблица 4.2.12 - Эксплуатационные затраты, включаемые в Расходы периода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 3

Года	Расходы периода							Расходы по реализации			Налоги и отчисления		Итого налоги и платежи, включаемые в расходы периода	Обучение казахстанских специалистов	Отчисления для ликвидации последствий недропользования	Итого расходы периода
	ФОТ АУП и персонала по сбыту	Расходы на персонал	Услуги, выполненные сторонними организациями	Страхование	Арендные затраты	Социально-экономическое развитие региона и развитие его инфраструктуры	Прочие расходы	Затраты на транспорт нефти	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Налоги и сборы, зависящие от ФОТ АУП	Прочие налоги и отчисления в Бюджет				
млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	184,9	7,9	23,0	0,2	19,5	18,06	17,1	119,4	236,3	241,3	20,6	3,6	24,2	4,3	5,8	901,9
2024	184,9	8,4	24,6	0,2	19,5	14,22	18,3	150,5	298,2	347,6	20,6	4,3	24,9	9,5	6,0	1 106,8
2025	184,9	9,0	26,3	0,2	19,5	23,94	19,6	175,0	345,7	404,2	23,3	4,9	28,2	10,3	6,1	1 253,1
2026	184,9	9,6	28,2	0,2	19,5	20,06	21,0	169,6	332,7	416,3	23,3	4,9	28,2	10,1	5,4	1 245,8
2027	184,9	10,3	30,1	0,2	19,5	10,48	22,5	158,3	307,2	388,4	23,3	4,6	27,9	9,3	0,0	1 169,1
2028	184,9	11,0	32,3	0,2	19,5	9,97	24,1	159,2	304,8	436,6	23,3	4,8	28,1	9,3	0,0	1 220,0
2029	184,9	11,8	34,5	0,3	19,5	11,01	25,7	153,0	331,5	419,7	23,3	4,9	28,2	9,9	0,0	1 229,9
2030	184,9	12,6	36,9	0,3	19,5	10,89	27,5	150,6	304,9	456,6	23,3	4,9	28,2	10,3	0,0	1 243,3
2031	184,9	13,5	38,3	0,3	18,9	11,39	28,6	148,3	317,1	470,9	23,3	5,0	28,3	10,9	0,0	1 271,4
2032	181,2	14,2	39,8	0,3	18,3	11,58	29,7	135,3	301,6	449,1	22,9	4,8	27,7	11,1	0,0	1 219,8
2033	177,6	14,8	41,3	0,3	17,8	11,86	30,8	133,2	306,2	442,1	22,4	4,8	27,2	11,1	0,0	1 214,2
2034	174,0	15,6	42,8	0,3	17,3	11,69	32,0	131,1	309,8	473,0	21,9	4,9	26,9	11,2	0,0	1 245,7
2035	170,5	16,3	44,5	0,4	16,7	11,80	33,2	129,0	309,4	484,3	21,5	5,0	26,5	11,3	0,0	1 253,9
2036	167,1	17,1	46,2	0,4	16,2	11,93	34,4	127,0	307,0	495,1	21,1	5,0	26,1	11,5	0,0	1 259,9
2037	163,8	17,9	47,9	0,4	15,8	12,08	35,7	125,0	303,0	541,5	20,7	5,1	25,8	11,6	0,0	1 300,5
2038	160,5	18,8	49,7	0,4	15,3	12,25	37,1	123,1	297,6	568,6	20,2	5,2	25,5	11,8	0,0	1 320,6
2039	157,3	19,7	51,6	0,4	14,8	12,45	38,5	121,2	273,8	559,7	19,8	5,1	24,9	12,0	0,0	1 286,5
2040	154,1	20,7	53,6	0,4	14,4	12,67	39,9	119,3	251,9	551,0	19,4	4,9	24,4	12,2	0,0	1 254,6
2041	151,1	21,7	55,6	0,5	13,9	12,91	41,5	117,4	231,8	542,4	19,1	4,8	23,9	12,4	0,0	1 225,0
2042	148,0	22,8	57,7	0,5	13,5	13,17	43,0	115,6	213,2	533,9	18,7	4,7	23,4	12,7	0,0	1 197,6
Итого приб. период 2023-2035	2 367,1	155,0	442,6	3,3	245,1	176,9	330,1	1 912,5	4 005,4	5 430,1	293,1	61,4	354,6	128,8	23,3	15 574,9
Итого расч. период 2023-2042	3 469,0	293,7	804,9	6,3	349,0	264,4	600,2	2 761,2	5 883,8	9 222,4	432,1	96,3	528,4	213,1	23,3	24 419,7

Таблица 4.2.13 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогообла-гаемый доход
	млн.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	1 980,2	154,6	201,8	227,5	1 929,3	252,8
2024	2 144,3	163,7	242,8	255,9	2 080,6	306,5
2025	2 162,3	162,9	425,4	314,2	2 250,8	336,9
2026	2 047,7	172,8	424,1	308,2	2 241,7	230,2
2027	1 920,5	188,6	352,5	311,8	2 116,2	156,8
2028	1 942,3	202,6	348,0	313,9	2 135,2	155,1
2029	1 912,5	225,6	254,6	315,0	2 104,4	62,7
2030	1 905,6	244,3	227,7	267,6	2 050,1	83,2
2031	1 912,3	266,5	187,8	234,6	2 023,7	76,3
2032	1 919,1	290,7	148,2	204,3	2 000,3	67,0
2033	1 907,1	314,0	127,9	178,2	1 962,2	72,8
2034	1 926,7	344,8	76,6	155,4	1 959,0	44,3
2035	1 927,6	375,0	44,4	135,5	1 940,1	32,0
2036	1 929,0	407,9	12,2	118,2	1 924,1	17,2
2037	1 958,6	450,1	-47,6	103,0	1 938,5	-27,6
2038	1 974,1	493,1	-93,0	89,9	1 940,9	-59,7
2039	1 948,1	528,9	-96,3	78,4	1 903,3	-51,5
2040	1 837,6	605,3	-204,3	68,3	1 782,8	-149,5
2041	1 811,3	656,7	-223,4	59,6	1 747,7	-159,9
2042	1 788,3	713,5	-244,5	52,0	1 717,2	-173,4
Итого приб. период 2023-2039	33 418,0	248,6	2 837,2	3 611,4	34 500,3	1 754,9
Итого расч. период 2023-2042	38 855,2	272,2	2 165,0	3 791,3	39 748,0	1 272,1

Таблица 4.2.14 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогообла-гаемый доход
	млн.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	1 980,2	154,6	201,8	227,5	1 929,3	252,8
2024	2 194,0	159,5	312,7	316,4	2 190,8	316,0
2025	2 219,2	159,9	487,8	365,6	2 359,1	347,9
2026	2 109,0	169,2	492,1	362,9	2 357,7	243,4
2027	1 994,8	184,7	416,2	308,9	2 187,6	223,4
2028	2 021,4	198,5	411,5	321,7	2 222,0	210,9
2029	1 994,4	220,7	314,9	271,5	2 142,9	166,5
2030	1 989,0	239,3	284,3	238,3	2 104,2	169,1
2031	1 998,0	261,3	239,9	207,5	2 082,4	155,4
2032	2 007,0	285,3	196,0	181,0	2 064,9	138,0
2033	1 996,2	308,4	172,4	157,8	2 030,9	137,7
2034	2 018,8	339,0	115,9	137,6	2 033,4	101,4
2035	2 021,8	369,1	79,6	120,0	2 018,8	82,7
2036	2 025,2	401,8	43,5	104,7	2 006,8	61,9
2037	2 058,6	444,0	-22,2	91,3	2 026,8	9,6
2038	2 077,1	486,9	-72,5	79,6	2 033,6	-28,9
2039	2 051,2	522,7	-77,9	69,4	1 997,6	-24,2
2040	1 941,2	595,8	-188,2	60,5	1 878,6	-125,7
2041	1 914,5	647,1	-211,4	52,8	1 844,1	-141,1
2042	1 891,4	704,1	-236,7	46,0	1 814,4	-159,6
Итого приб. период 2023-2039	34 756,1	245,3	3 596,1	3 561,8	35 788,7	2 563,5
Итого расч. период 2023-2042	40 503,2	268,9	2 959,8	3 721,1	41 325,9	2 137,1

Таблица 4.2.15 - Расчет налогооблагаемого дохода, в ценах с учетом инфляции
Вариант 3

Года	Всего расходы, связанные с обычной деятельностью предприятия (расходы, включаемые в с/с + расходы периода)	Общие расходы (включаемые в с/с + расходы периода) приходящиеся на одну тонну нефти	Балансовая прибыль (+), убыток (-)	Амортизационные отчисления, относимые на вычеты при определении налогооблагаемого дохода	Всего вычитаемые затраты, налоги и специальные фонды, определяемые для Налогооблагаемого дохода	Налогообла-гаемый доход
	млн.тг	тыс.тг/тонну	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	2 025,1	148,5	296,8	288,0	2 034,7	287,2
2024	2 365,8	147,3	560,5	428,3	2 474,5	451,8
2025	2 509,2	143,8	894,0	530,4	2 813,8	589,4
2026	2 416,8	152,9	881,6	519,7	2 822,3	476,1
2027	2 324,8	168,7	752,5	443,4	2 652,1	425,2
2028	2 435,2	187,9	660,2	459,5	2 773,6	321,8
2029	2 481,6	213,2	493,6	388,2	2 746,6	228,5
2030	2 554,9	238,6	373,9	340,6	2 772,4	156,4
2031	2 598,3	263,7	284,7	296,7	2 771,9	111,1
2032	2 535,5	301,8	94,8	304,1	2 716,4	-86,2
2033	2 534,8	328,0	54,3	257,4	2 669,1	-79,9
2034	2 574,2	362,1	-25,4	225,8	2 676,9	-128,1
2035	2 591,0	396,1	-82,0	196,6	2 664,5	-155,5
2036	2 608,7	433,5	-138,8	171,5	2 657,1	-187,2
2037	2 663,0	481,0	-231,6	149,6	2 689,4	-258,1
2038	2 700,0	530,1	-306,5	130,4	2 707,3	-313,9
2039	2 684,9	573,0	-328,9	113,7	2 675,6	-319,5
2040	2 671,7	619,8	-352,4	99,2	2 647,8	-328,5
2041	2 666,4	672,3	-383,2	86,5	2 629,8	-346,6
2042	2 665,9	730,6	-418,4	75,4	2 618,2	-370,7
Итого приб. период 2023-2035	31 947,1	210,6	5 239,5	4 678,5	34 588,8	2 597,8
Итого расч. период 2023-2042	50 607,7	273,7	3 079,6	5 504,8	53 214,1	473,3

Таблица 4.2.16 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Налог на имущество	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Подоходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	91,0	13,0	222,1	226,8	32,5	0,0	37,7	56,6	3,4	683,0
2024	99,5	25,0	243,3	283,5	61,3	0,0	37,7	59,8	3,7	813,8
2025	107,9	31,0	262,9	307,4	67,4	0,0	37,7	62,5	4,0	880,7
2026	103,0	31,0	249,3	312,0	46,0	0,0	37,7	55,9	4,0	838,9
2027	94,7	28,0	226,9	286,9	31,4	0,0	35,9	53,2	3,7	760,7
2028	95,5	27,0	225,5	323,1	31,0	0,0	34,3	50,6	3,8	790,7
2029	90,3	25,0	241,4	305,7	12,5	0,0	32,7	48,2	3,8	759,6
2030	88,9	23,0	222,1	332,6	16,6	0,0	31,5	46,4	3,8	765,0
2031	87,5	21,0	231,0	343,0	15,3	0,0	30,4	44,8	3,8	776,8
2032	86,2	21,0	237,0	353,0	13,4	0,0	29,4	43,2	3,9	787,0
2033	84,8	19,0	240,6	347,5	14,6	0,0	28,4	41,6	3,9	780,4
2034	83,5	18,0	243,5	371,8	8,9	0,0	27,4	40,1	3,9	797,2
2035	82,2	16,0	243,1	380,6	6,4	0,0	26,5	38,7	4,0	797,6
2036	80,9	15,0	241,3	389,1	3,4	0,0	25,6	37,4	4,0	796,7
2037	79,6	14,0	238,1	425,6	0,0	0,0	24,7	36,1	4,1	822,3
2038	78,4	13,0	233,9	446,9	0,0	0,0	23,9	34,8	4,1	835,2
2039	77,2	13,0	215,2	439,9	0,0	0,0	23,1	33,6	4,0	806,1
2040	68,1	10,0	177,4	388,0	0,0	0,0	22,4	32,5	3,6	702,0
2041	66,2	10,0	161,2	377,2	0,0	0,0	21,7	31,4	3,5	671,1
2042	64,4	10,0	146,5	366,8	0,0	0,0	21,0	30,3	3,4	642,3
Итого приб. период 2023-2039	1 511,1	353,0	4 017,4	5 875,3	360,7	0,0	524,7	783,6	65,9	13 491,7
Итого расч. период 2023-2042	1 709,7	383,0	4 502,5	7 007,3	360,7	0,0	589,7	877,9	76,4	15 507,2

Таблица 4.2.17 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Налог на имущество	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Подоходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	91,0	13,0	222,1	226,8	32,5	0,0	37,7	56,6	3,4	683,0
2024	104,5	25,0	255,5	297,8	63,2	0,0	37,7	59,8	3,9	847,3
2025	112,8	31,0	275,0	321,6	69,6	0,0	37,7	62,5	4,2	914,3
2026	108,4	31,0	262,4	328,3	48,7	0,0	37,7	55,9	4,1	876,5
2027	100,5	28,0	240,7	304,3	44,7	0,0	35,9	53,2	3,9	811,1
2028	101,4	27,0	239,6	343,2	42,2	0,0	34,3	50,6	4,0	842,2
2029	96,2	25,0	257,3	325,7	33,3	0,0	32,7	48,2	4,0	822,4
2030	94,7	23,0	236,7	354,4	33,8	0,0	31,5	46,4	4,0	824,6
2031	93,3	21,0	246,2	365,5	31,1	0,0	30,4	44,8	4,0	836,3
2032	91,8	21,0	252,6	376,2	27,6	0,0	29,4	43,2	4,1	845,8
2033	90,4	19,0	256,4	370,3	27,5	0,0	28,4	41,6	4,1	837,7
2034	89,0	18,0	259,5	396,2	20,3	0,0	27,4	40,1	4,2	854,7
2035	87,6	16,0	259,1	405,6	16,5	0,0	26,5	38,7	4,2	854,2
2036	86,2	15,0	257,1	414,7	12,4	0,0	25,6	37,4	4,2	852,5
2037	84,9	14,0	253,7	453,5	1,9	0,0	24,7	36,1	4,3	873,2
2038	83,5	13,0	249,3	476,2	0,0	0,0	23,9	34,8	4,4	885,2
2039	82,2	13,0	229,3	468,8	0,0	0,0	23,1	33,6	4,2	854,4
2040	73,1	10,0	190,4	416,4	0,0	0,0	22,4	32,5	3,8	748,6
2041	71,0	10,0	172,9	404,6	0,0	0,0	21,7	31,4	3,7	715,2
2042	69,0	10,0	157,0	393,1	0,0	0,0	21,0	30,3	3,6	684,0
Итого приб. период 2023-2039	1 598,4	353,0	4 252,4	6 229,0	505,2	0,0	524,7	783,6	68,9	14 315,4
Итого расч. период 2023-2042	1 811,5	383,0	4 772,7	7 443,2	505,2	0,0	589,7	877,9	80,0	16 463,2

Таблица 4.2.18 - Расчет денежного потока наличности государства, в ценах с учетом инфляции
Вариант 3

Года	Доход Государства									
	НДПИ	Налог на имущество	Экспортная таможенная пошлина	Рентный налог	Корпоративный подоходный налог	Налог на сверхприбыль	Подоходный налог с физических лиц	Социальные отчисления, социальный налог и отчисления в ФОМС	Прочие налоги	Итого
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2023	96,8	13,0	236,3	241,3	39,4	0,0	37,7	56,6	3,6	724,6
2024	122,0	25,0	298,2	347,6	90,4	0,0	37,7	59,8	4,3	984,9
2025	141,8	31,0	345,7	404,2	117,9	0,0	37,7	62,5	4,9	1 145,8
2026	137,5	31,0	332,7	416,3	95,2	0,0	37,7	55,9	4,9	1 111,2
2027	128,2	28,0	307,2	388,4	85,0	0,0	37,7	55,9	4,6	1 035,1
2028	129,0	27,0	304,8	436,6	64,4	0,0	37,7	55,9	4,8	1 060,2
2029	124,0	25,0	331,5	419,7	45,7	0,0	37,7	55,9	4,9	1 044,3
2030	122,1	23,0	304,9	456,6	31,3	0,0	37,7	55,9	4,9	1 036,4
2031	120,2	21,0	317,1	470,9	22,2	0,0	37,7	55,9	5,0	1 050,1
2032	109,6	21,0	301,6	449,1	0,0	0,0	36,3	53,8	4,8	976,3
2033	107,9	19,0	306,2	442,1	0,0	0,0	35,2	52,1	4,8	967,3
2034	106,2	18,0	309,8	473,0	0,0	0,0	34,1	50,5	4,9	996,7
2035	104,6	16,0	309,4	484,3	0,0	0,0	33,1	48,9	5,0	1 001,2
2036	103,0	15,0	307,0	495,1	0,0	0,0	32,1	47,4	5,0	1 004,5
2037	101,3	14,0	303,0	541,5	0,0	0,0	31,1	45,9	5,1	1 042,0
2038	99,8	13,0	297,6	568,6	0,0	0,0	30,2	44,5	5,2	1 058,9
2039	98,2	13,0	273,8	559,7	0,0	0,0	29,3	43,1	5,1	1 022,3
2040	96,7	10,0	251,9	551,0	0,0	0,0	28,4	41,8	4,9	984,8
2041	95,2	10,0	231,8	542,4	0,0	0,0	27,6	40,5	4,8	952,3
2042	93,7	10,0	213,2	533,9	0,0	0,0	26,7	39,3	4,7	921,6
Итого приб. период 2023-2035	1 549,8	298,0	4 005,4	5 430,1	591,4	0,0	477,9	720,0	61,4	13 134,2
Итого расч. период 2023-2042	2 237,7	383,0	5 883,8	9 222,4	591,4	0,0	683,3	1 022,6	96,3	20 120,4

Таблица 4.2.19 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции
Вариант 1

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	252,8	162,3	32,5	169,3	0,0	169,3
2024	306,5	306,5	61,3	181,5	0,0	181,5
2025	336,9	336,9	67,4	358,0	0,0	358,0
2026	230,2	230,2	46,0	378,1	0,0	378,1
2027	156,8	156,8	31,4	321,2	0,0	321,2
2028	155,1	155,1	31,0	316,9	0,0	316,9
2029	62,7	62,7	12,5	242,0	0,0	242,0
2030	83,2	83,2	16,6	211,1	0,0	211,1
2031	76,3	76,3	15,3	172,5	0,0	172,5
2032	67,0	67,0	13,4	134,8	0,0	134,8
2033	72,8	72,8	14,6	113,3	0,0	113,3
2034	44,3	44,3	8,9	67,7	0,0	67,7
2035	32,0	32,0	6,4	38,0	0,0	38,0
2036	17,2	17,2	3,4	8,8	0,0	8,8
2037	-27,6	0,0	0,0	-47,6	0,0	-47,6
2038	-59,7	0,0	0,0	-93,0	0,0	-93,0
2039	-51,5	0,0	0,0	-96,3	0,0	-96,3
2040	-149,5	0,0	0,0	-204,3	0,0	-204,3
2041	-159,9	0,0	0,0	-223,4	0,0	-223,4
2042	-173,4	0,0	0,0	-244,5	0,0	-244,5
Итого приб. период 2023-2039	1 754,9	1 803,3	360,7	2 476,5	0,0	2 476,5
Итого расч. период 2023-2042	1 272,1	1 803,3	360,7	1 804,3	0,0	1 804,3

Таблица 4.2.20 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции
Вариант 2

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	252,8	162,3	32,5	169,3	0,0	169,3
2024	316,0	316,0	63,2	249,5	0,0	249,5
2025	347,9	347,9	69,6	418,2	0,0	418,2
2026	243,4	243,4	48,7	443,5	0,0	443,5
2027	223,4	223,4	44,7	371,6	0,0	371,6
2028	210,9	210,9	42,2	369,3	0,0	369,3
2029	166,5	166,5	33,3	281,6	0,0	281,6
2030	169,1	169,1	33,8	250,5	0,0	250,5
2031	155,4	155,4	31,1	208,8	0,0	208,8
2032	138,0	138,0	27,6	168,3	0,0	168,3
2033	137,7	137,7	27,5	144,9	0,0	144,9
2034	101,4	101,4	20,3	95,6	0,0	95,6
2035	82,7	82,7	16,5	63,1	0,0	63,1
2036	61,9	61,9	12,4	31,1	0,0	31,1
2037	9,6	9,6	1,9	-24,1	0,0	-24,1
2038	-28,9	0,0	0,0	-72,5	0,0	-72,5
2039	-24,2	0,0	0,0	-77,9	0,0	-77,9
2040	-125,7	0,0	0,0	-188,2	0,0	-188,2
2041	-141,1	0,0	0,0	-211,4	0,0	-211,4
2042	-159,6	0,0	0,0	-236,7	0,0	-236,7
Итого приб. период 2023-2039	2 563,5	2 526,2	505,2	3 090,9	0,0	3 090,9
Итого расч. период 2023-2042	2 137,1	2 526,2	505,2	2 454,6	0,0	2 454,6

Таблица 4.2.21 - Расчет чистой прибыли в ценах с учетом инфляции
Вариант 3

Года	Налогооблагаемая прибыль до переноса убытков	Налогооблагаемая прибыль после переноса убытков	Корпоративный подоходный налог	Чистая прибыль после выплаты подоходного налога	Налог на сверхприбыль	Чистая прибыль после выплаты налога на сверхприбыль
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг	млн.тг
1	2	3	4	5	6	7
2023	287,2	196,8	39,4	257,4	0,0	257,4
2024	451,8	451,8	90,4	470,1	0,0	470,1
2025	589,4	589,4	117,9	776,1	0,0	776,1
2026	476,1	476,1	95,2	786,4	0,0	786,4
2027	425,2	425,2	85,0	667,5	0,0	667,5
2028	321,8	321,8	64,4	595,8	0,0	595,8
2029	228,5	228,5	45,7	447,9	0,0	447,9
2030	156,4	156,4	31,3	342,6	0,0	342,6
2031	111,1	111,1	22,2	262,5	0,0	262,5
2032	-86,2	0,0	0,0	94,8	0,0	94,8
2033	-79,9	0,0	0,0	54,3	0,0	54,3
2034	-128,1	0,0	0,0	-25,4	0,0	-25,4
2035	-155,5	0,0	0,0	-82,0	0,0	-82,0
2036	-187,2	0,0	0,0	-138,8	0,0	-138,8
2037	-258,1	0,0	0,0	-231,6	0,0	-231,6
2038	-313,9	0,0	0,0	-306,5	0,0	-306,5
2039	-319,5	0,0	0,0	-328,9	0,0	-328,9
2040	-328,5	0,0	0,0	-352,4	0,0	-352,4
2041	-346,6	0,0	0,0	-383,2	0,0	-383,2
2042	-370,7	0,0	0,0	-418,4	0,0	-418,4
Итого приб. период 2023-2035	2 597,8	2 957,1	591,4	4 648,1	0,0	4 648,1
Итого расч. период 2023-2042	473,3	2 957,1	591,4	2 488,2	0,0	2 488,2

Таблица 4.2.22 - Расчет потока денежной наличности
Вариант 1

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	%	млн.тг	лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	169,3	417,1	751,2	10,6	-59,5	
2024	181,5	54,8	806,1	10,7	-54,6	
2025	358,0	106,2	912,3	10,6	-55,4	
2026	378,1	432,0	1 344,2	12,2	28,5	
2027	321,2	413,6	1 757,8	13,1	88,5	
2028	316,9	368,9	2 126,7	13,7	126,3	
2029	242,0	351,6	2 478,3	14,0	153,7	
2030	211,1	334,1	2 812,5	14,2	172,6	
2031	172,5	295,6	3 108,1	14,3	182,7	
2032	134,8	257,9	3 366,0	14,3	185,8	
2033	113,3	236,4	3 602,4	14,3	183,9	
2034	67,7	190,8	3 793,2	14,3	178,3	
2035	38,0	161,1	3 954,3	14,2	170,3	
2036	8,8	131,9	4 086,2	14,1	160,5	
2037	-47,6	75,5	4 161,7	14,0	149,5	
2038	-93,0	30,1	4 191,8	13,9	137,9	
2039	-96,3	26,8	4 218,7	13,8	126,0	
2040	-204,3	-81,2	4 137,5	13,7	111,1	
2041	-223,4	-100,3	4 037,2	13,5	96,7	
2042	-244,5	-121,4	3 915,7	13,4	82,9	
Итого приб. период 2023- 2039	2 476,5	3 884,5	4 218,7	13,8	126,0	3
Итого расч. период 2023- 2042	1 804,3	3 581,5	3 915,7	13,4	82,9	3

Таблица 4.2.23 - Расчет потока денежной наличности
Вариант 2

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	%	млн.тг	лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	169,3	417,1	762,3	9,0	-49,4	
2024	249,5	-308,7	453,6	5,9	-172,7	
2025	418,2	166,4	620,0	6,4	-156,1	
2026	443,5	497,3	1 117,4	8,9	-55,7	
2027	371,6	463,9	1 581,3	10,3	17,2	
2028	369,3	421,3	2 002,7	11,1	66,2	
2029	281,6	391,1	2 393,8	11,6	102,7	
2030	250,5	373,6	2 767,4	12,0	129,0	
2031	208,8	331,9	3 099,3	12,2	145,1	
2032	168,3	291,4	3 390,7	12,2	152,9	
2033	144,9	268,0	3 658,7	12,3	154,9	
2034	95,6	218,7	3 877,4	12,2	152,3	
2035	63,1	186,2	4 063,6	12,2	146,7	
2036	31,1	154,2	4 217,8	12,1	138,7	
2037	-24,1	99,0	4 316,7	12,0	129,2	
2038	-72,5	50,6	4 367,4	11,9	118,7	
2039	-77,9	45,2	4 412,6	11,7	107,7	
2040	-188,2	-65,1	4 347,4	11,6	93,5	
2041	-211,4	-88,3	4 259,1	11,4	79,6	
2042	-236,7	-113,6	4 145,5	11,2	66,0	
Итого приб. период 2023- 2039	3 090,9	4 067,3	4 412,6	11,7	107,7	4
Итого расч. период 2023- 2042	2 454,6	3 800,2	4 145,5	11,2	66,0	4

Таблица 4.2.24 - Расчет потока денежной наличности
Вариант 3

Года	Чистая прибыль предприятия с учетом всех выплат	Поток денежной наличности	Накопленный поток денежной наличности	В.Н.П. (IRR), без учета инфляции	Дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (дисконт 10%), без учета инфляции	Срок окупаемости (дисконт 10%), без учета инфляции
	млн.тг	млн.тг	млн.тг	%	млн.тг	лет
1	2	3	4	5	6	7
2023	257,4	101,8	436,0	5,9	-181,1	
2024	470,1	-519,7	-83,8	-3,4	-381,3	
2025	776,1	62,5	-21,3	-7,6	-408,8	
2026	786,4	840,3	819,0	5,2	-223,0	
2027	667,5	759,9	1 578,9	8,5	-87,4	
2028	595,8	647,8	2 226,7	10,1	4,7	
2029	447,9	557,4	2 784,1	11,0	66,5	
2030	342,6	465,7	3 249,8	11,4	101,4	
2031	262,5	385,6	3 635,4	11,6	118,8	
2032	94,8	191,1	3 826,5	11,5	108,7	
2033	54,3	177,4	4 004,0	11,4	97,1	
2034	-25,4	97,7	4 101,6	11,2	81,2	
2035	-82,0	41,1	4 142,8	10,9	62,5	
2036	-138,8	-15,7	4 127,0	10,7	42,1	
2037	-231,6	-108,5	4 018,5	10,3	20,8	
2038	-306,5	-183,4	3 835,1	10,0	-0,9	
2039	-328,9	-205,8	3 629,3	9,6	-22,5	
2040	-352,4	-229,3	3 400,0	9,1	-43,4	
2041	-383,2	-260,2	3 139,8	8,5	-63,6	
2042	-418,4	-295,3	2 844,5	7,7	-82,9	
Итого приб. период 2023- 2035	4 648,1	3 808,6	4 142,8	10,9	62,5	5
Итого расч. период 2023- 2042	2 488,2	2 510,4	2 844,5	7,7	-82,9	5

4.3 Анализ расчетных коэффициентов извлечения нефти (КИН) из недр

В таблице 4.3.1 приведены значения коэффициентов извлечения нефти (КИН) по трем расчетным вариантам разработки для нефтяных объектов на последний год рентабельного периода разработки, определенного в результате технико-экономического анализа (см. разд. 4.2 и главу 5).

Как видно из таблицы 4.3.1, коэффициенты извлечения нефти по 2 и 3 вариантам на уровне и выше утвержденного ГКЗ 2023 г. КИН (0,482). Вариант 3 предусматривает значительно большее количество скважин (см. р.4.1), при этом по показателям извлечения отличается несущественно от варианта 3.

Таким образом, рекомендуемый к реализации вариант разработки определится по результатам комплексного анализа технологических и экономических показателей расчетных вариантов в разделе 5.

Таблица 4.3.1 – Месторождение Октябрьское. Значения расчетных коэффициентов извлечения нефти

Объект эксплуатации	Горизонты	КИН, утвержденный в ГКЗ РК, д.ед	Варианты разработки	Коэффициенты извлечения нефти, д.ед
I	I-N, II-N	0,272	Вариант 1	0,247
			Вариант 2	0,272
			Вариант 3	0,270
II	I-K, II-K	0,569	Вариант 1	0,569
			Вариант 2	0,569
			Вариант 3	0,585
Месторождение		0,482	Вариант 1	0,475
			Вариант 2	0,482
			Вариант 3	0,493

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

5.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 5.1.1.

Расчетный период по всем вариантам составил – 20 лет (2023-2042 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период составил:

1 вариант – 17 лет (2023-2039 гг.);

2 вариант – 17 лет (2023-2039 гг.);

3 вариант – 13 лет (2023-2035 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 134,4 тыс.тонн;

2 вариант – 141,7 тыс.тонн;

3 вариант – 151,7 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи газа за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1,8 млн.м³;

2 вариант – 1,9 млн.м³;

3 вариант – 2,1 млн.м³.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 36 255,2 млн.тенге;

2 вариант – 38 352,2 млн.тенге;

3 вариант – 37 186,6 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 1 121,2 млн.тенге;

2 вариант – 1 552,8 млн.тенге;

3 вариант – 2 876,3 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

- 1 вариант – 33 418,0 млн.тенге;
- 2 вариант – 34 756,1 млн.тенге;
- 3 вариант – 31 947,1 млн.тенге.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну добываемых углеводородов за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

- 1 вариант – 256,9 тыс.тенге/тонну;
- 2 вариант – 256,2 тыс.тенге /тонну;
- 3 вариант – 229,4 тыс.тенге /тонну.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

- 1 вариант – 13,8%;
- 2 вариант – 11,7%;
- 3 вариант – 10,9%.

Значение ВНП по всем вариантам по первому и второму вариантам больше 10%, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

- 1 вариант – 2 476,5 млн.тенге;
- 2 вариант – 3 090,9 млн.тенге;
- 3 вариант – 4 648,1 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

- 1 вариант – 126,0 млн.тенге;
- 2 вариант – 107,7 млн.тенге;
- 3 вариант – 62,5 млн.тенге.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

- 1 вариант – 13 491,7 млн.тенге;
- 2 вариант – 14 315,4 млн.тенге;
- 3 вариант – 13 134,2 млн.тенге.

Коэффициент извлечения нефти (КИН), за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 47,5%;

2 вариант – 48,2%;

3 вариант – 49,3%.

На основе полученных результатов экономического расчета наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) за прибыльный период приходится по первому варианту. Таким образом, первый вариант разработки, с экономической точки зрения является наиболее привлекательным.

Наибольшее значение коэффициента извлечения нефти (КИН), за прибыльный период, во втором варианте.

Несмотря на то, что в ТЭО КИН 2023 г. [28] в результате технико-экономического анализа Вариант 1 являлся наиболее оптимальным и эффективным (по Чистой приведенной стоимости), ГКЗ своим решением в качестве рекомендуемого к реализации принял Вариант 2. Обосновывая свое решение тем, что по Варианту 2 запроектировано бурение всех скважин, ранее заложенных к бурению в Анализе разработки 2022 г. [27]. Также по Варианту 2 больше КИН и Суммарные выплаты Государству в виде налогов.

В связи с вышеизложенным, а также с тем, что на базе данного варианта были утверждены КИН по залежам, в текущем Проекте в качестве рекомендуемого к реализации принимается также Вариант 2.

Таблица 5.1.1 - Месторождение Октябрьское. Интегральные экономические показатели проекта

№	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2023-2042	2023-2042	2023-2042	2023-2039	2023-2039	2023-2035
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	142,7	150,6	184,9	134,4	141,7	151,7
3	Суммарная добыча газа, млн.м ³	2,0	2,0	2,5	1,8	1,9	2,1
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	136,7	144,3	177,1	128,8	135,7	145,3
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	41 020,2	43 463,0	53 687,4	36 255,2	38 352,2	37 186,6
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	38 855,2	40 503,2	50 607,7	33 418,0	34 756,1	31 947,1
6.1	НДПИ, млн.тенге	1 709,7	1 811,5	2 237,7	1 511,1	1 598,4	1 549,8
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	383,0	383,0	383,0	353,0	353,0	298,0
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	2 109,7	2 235,3	2 761,2	1 864,6	1 972,5	1 912,5
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	4 502,5	4 772,7	5 883,8	4 017,4	4 252,4	4 005,4
6.5	Рентный налог, млн.тенге	7 007,3	7 443,2	9 222,4	5 875,3	6 229,0	5 430,1
7	Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	280,1	279,2	289,2	256,9	256,2	229,6
8	Капитальные вложения, млн.тенге	1 121,2	1 552,8	2 876,3	1 121,2	1 552,8	2 876,3
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	1 272,1	2 137,1	473,3	1 754,9	2 563,5	2 597,8
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	360,7	505,2	591,4	360,7	505,2	591,4
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	1 804,3	2 454,6	2 488,2	2 476,5	3 090,9	4 648,1
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	82,9	66,0	-82,9	126,0	107,7	62,5
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	13,4	11,2	7,7	13,8	11,7	10,9
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	3	4	5	3	4	5
16	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	15 507,2	16 463,2	20 120,4	13 491,7	14 315,4	13 134,2
17	КИН, %	48,3	49,1	52,7	47,5	48,2	49,3

5.2 Учет возможности и предложений казахстанских производителей работ, услуг, товаров

Рекомендуется обязательно использовать оборудование, материалы и готовую продукцию, произведенные в Республике Казахстан, если они отвечают требованиям конкурса и законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании.

Обязательно привлекать казахстанских производителей работ, услуг при проведении операций по недропользованию, включая использование воздушного, железнодорожного, водного и других видов транспорта, если эти услуги соответствуют стандартам, ценовым и качественным характеристикам однородных работ и услуг, оказываемых нерезидентами Республики Казахстан.

При привлечении подрядных организаций предусматривать в условиях конкурса положения в части казахстанского содержания в товарах, работах, услугах, а также в отношении персонала, занятого на подрядных работах.

Приобретение товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, производить в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с обязательным использованием реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию и их производителей, и/или с использованием иных систем электронного закупа, расположенных в казахстанском сегменте сети Интернет, работа которых синхронизирована с работой реестра товаров, работ и услуг, используемых при проведении операций по недропользованию, и их производителей, в порядке, утвержденном Правительством Республики Казахстан.

Расчет казахстанского содержания в закупках необходимо производить недропользователем/подрядчиком самостоятельно в соответствии с Единой методикой расчета организациями казахстанского содержания при закупке товаров, работ и услуг, утверждаемой Правительством Республики Казахстан, действующей на период осуществления таких закупок.

6 ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

6.1 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

6.1.1 Технологические условия эксплуатации добывающих скважин

Обоснование выбора рекомендуемого способа эксплуатации, устьевого и внутрискважинного оборудования в рамках Проекта разработки месторождения Октябрьское основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин (технологические режимы, ежемесячные рапорты), применяемых технологий и мероприятий, проводимых в процессе эксплуатации, а также условий эксплуатации скважин, физико-химических свойствах флюида, технологических показателей и условий разработки, рекомендованных настоящим проектом.

Текущее состояние, существующие технические и технологические условия эксплуатации скважин

По состоянию на 01.05.2023 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин составлял 11 единиц, из которых в работе находились 10 скважин (№100, 101, 102, 103, 105а, 107, 108, 109, 110, 112), в простое числилась одна скважина (№116).

Добыча продукции осуществлялась с поддержанием пластового давления посредством закачки холодной воды в нагнетательную скважину. Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин представлен одной скважиной (№106П).

По плотности нефть относится к типу тяжёлой, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,879 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 80,66 мм²/с (высоковязкая), массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 5,30 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 0,61 % масс., силикагелевых смол – 5,75 % масс. (малосмолистая), содержание общей серы в нефти – 0,27 % масс. (малосернистая).

Добыча нефти на месторождении Октябрьское осуществляется механизированным способом с применением штанговых глубинно-насосных установок (УШГН).

Структура фонда скважин в целом по месторождению Октябрьское отображена в таблице 6.1.1:

Таблица 6.1.1 – Месторождение Октябрьское. Характеристика фонда скважин на 01.05.2023 г.

Наименование	Фонд скважин	Кол-во	I объект	II объект
Эксплуатационный фонд скважин	Добывающие	11	1 (110)	10 (100, 101, 102, 103, 105а, 107, 108, 109, 112, 116)
	в т.ч.: действующие	10	1 (110)	9 (100, 101, 102, 103, 105а, 107, 108, 109, 112, 116)
	в.ч. ШГН	10	1 (110)	9 (100, 101, 102, 103, 105а, 107, 108, 109, 112, 116)
	в простое	1		1 (116)
	Нагнетательные	1	-	1 (106)
	в.ч. под закачкой	1	-	1 (106)

Для оценки эффективности техники и технологий, применяемых на месторождении для добычи нефти и газа, проведён анализ промысловых данных о состоянии и характеристике работы скважин, а также факторов, осложняющих эксплуатацию.

Анализ работы скважин

По состоянию на 01.05.2023 г. добывающие скважины работали со средним дебитом жидкости 19,3 м³/сут (диапазон изменения от 9,0 до 24,6 м³/сут), нефти 4,0 м³/сут (диапазон изменения от 4,0 до 8,5 м³/сут), газовом факторе 5,2 м³/м³ (диапазон изменения от 2,8 до 5,5 м³/м³) и обводненности 78% (диапазон изменения от 63 до 87%). Диапазон изменения коэффициентов подачи по скважинам варьировался от 0,5 до 0,9 (среднее значение 0,7).

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование скважин действующего добывающего механизированного фонда УШГН представлено станками-качалками типа СКД-2, СКД-4, СКД-6 грузоподъемностью 2, 4 и 6 тонн. Скважины работали с числом качаний до 8 кач/мин, длина хода полированного штока от 0,7 до 1,5 м. На устьях скважин насосные трубы подвешены при помощи планшайбы, устанавливаемой на колонном фланце. Через отверстие в планшайбе при исследованиях спускают глубинные манометры. Кроме того, через это отверстие отбирается газ. В верхнюю муфту над планшайбой ввинчивается тройник для отвода жидкости в выкидную линию. Для герметизации полированного штока используется сальниковое устройство. Набивка сальника уплотняется съемной гайкой.

Внутрискважинное оборудование

Для подъема жидкости на поверхность используются скважинные насосы невставного (трубного) исполнения типа НН2Б-57-18-12. Насосы спущены в скважину на колонне НКТ диаметрами 73 мм (группа прочности Д, гладкие по ГОСТ 633-80) на глубине от 693 до 864,4 м и выше интервалов перфорации в среднем на 37,1 м (от 21,5 до 66,9 м). Плунжер насосов спускается на колонне штанг диаметром 19 мм. Материал штанг – сталь 40 нормализованная с последующим поверхностным упрочнением нагревом

ТВЧ или сталь 20Н2М нормализованная. Дополнительно в скважине №107 установлен пакер на глубине 799,28 м.

Компоновка труб и штанг по размеру и прочности соответствует необходимым значениям и допустимым нагрузкам, применяемые глубинные насосы по типоразмеру соответствуют добывным возможностям скважин.

6.1.2 Основные положения проектных решений и технологические показатели эксплуатации

Проектные технологические условия разработки месторождения

В настоящем Проекте разработки рекомендуемым является второй вариант разработки, который предусматривает бурение трех скважин в период 2024-2025 гг. из которых одна скважина (№115) на I объект, две скважины (№113, 114) на II объект и проведение ГТМ (мероприятия по дострелу продуктивных интервалов). Также предусматривается вывод одной скважины (№104) из ликвидации на I объект в 2026 г., перевод на вышележащий объект 7 добывающих скважин (№116, 102, 103, 107, 101, 105А, 113) в период 2026-2029 гг. и вывод одной скважины (№10) из консервации на основной II объект в 2028 г. (полное описание в п.п 3.4.2)

По II рекомендуемому варианту:

I объект

- Для эксплуатации I объекта разработки предусмотрено бурение одной скважины в 2024 г.;
- фонд добывающих скважин с 2023 по 2033 г. будет составлять 10 ед.;
- среднегодовой дебит нефти на одну скважину с 2023 по 2033 гг. будет варьироваться в диапазоне 0,65-2,10 т/сут, в дальнейшем уменьшится с 2,10 до 1,07 т/сут к окончанию периода разработки;
- среднегодовой дебит жидкости на одну скважину увеличится с 9,7 т/сут в 2023 г. до 12,7 т/сут в 2033 г.;
- среднегодовая обводнённость продукции по объекту имеет тенденцию роста с 79,5% в 2023 г. до 92,0% в 2029 г.

II объект

- По II объекту разработки предусмотрено бурение и ввод двух проектных скважин в 2024 и 2025 гг.;

- фонд добывающих скважин по объекту уменьшится с 9 ед. в 2023 г. до 5 ед. в 2033 г.;
- среднегодовой дебит нефти на одну скважину уменьшится с 4,1 т/сут в 2023 г до 1,8 т/сут в 2033 г.;
- среднегодовой дебит жидкости имеет тенденцию снижения с 22,8 т/сут в 2023 г. до 29,8 т/сут в 2033 г.;
- среднегодовая обводненность продукции по объекту имеет тенденцию роста с 82,0% в 2023 г. до 93,9% в 2033 г.

Всего по месторождению

- Общий фонд добывающих скважин составит 15 ед.;
- ввод новых добывающих скважин из бурения в 2024 г. – 2 ед. и в 2025 г. – 1 ед.
- среднегодовой дебит нефти на одну скважину уменьшится с 3,1 т/сут в 2023 г. до 1,4 т/сут в 2033 г.;
- среднегодовой дебит жидкости имеет тенденцию роста с 16,3 т/сут в 2023 г. до 21,2 т/сут в 2033 г.;
- среднегодовая обводненность продукции по объекту имеет тенденцию роста с 81,9% в 2023 г. до 93,0% в 2033 г.

6.1.3 Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин

Расчет и обоснование минимальных давлений фонтанирования

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальный дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированный способ, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии $P_{заб} > P_{нас}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, (Q_n , P_u , $P_{заб}$, $K_{прод}$), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельной обводненности, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{\text{эф}}$) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{\text{опт}}$ ($\Gamma_{\text{эф}} \geq R_{\text{опт}}$).

Для разработки продуктивных горизонтов принято условие $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$, следовательно, выделение газа начинается на забое или в стволе, тогда условие фонтанирования следующее:

$$\left[\Gamma - 10^3 * \frac{\alpha}{\rho_n} * \frac{P_{\text{заб}} + P_y}{2} \right] * \left(1 - \frac{n}{100} \right) \geq \frac{0.388 * H * (H * \rho_{\text{ж}} * g - P_{\text{заб}} + P_y)}{d^{0.5} * (P_{\text{нас}} - P_y) * \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_y}} \quad (6.1)$$

где: Γ – газовый фактор (газосодержание), $\text{м}^3/\text{т}$; α – коэффициент растворимости, МПа –1; $P_{\text{заб}}$ – давление на забое, МПа; P_y – давление на устье, МПа; n – обводненность продукции, %; ρ_n – средняя плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; d – внутренний диаметр НКТ, м; H – глубина скважины, м.

На рисунках 6.1.1, 6.1.2 приведены графики зависимости минимальных забойных давлений фонтанирования от устьевых давлений в подъемнике (НКТ) диаметром 73 мм с обводненностью продукции 20, 40, 60, 80% (фактические и проектные условия) для скважин I и II объектов. Выбор лифта диаметром 73 мм проведен с учетом соответствия фактической производительности скважин и возможности проведения различных технологических операций.

Как видно из графиков на рисунках 6.1.1 и 6.1.2 минимальные забойные давления фонтанирования при устьевом давлении 0,5 МПа для I объекта лежат в диапазоне от 6,1 до 6,7 МПа, для II объекта в диапазоне от 7,9 до 8,4 МПа. С учетом свойств нефти данных объектов (тяжелая, высоковязкая), пластового давления (3,9 и 8,16 МПа соответственно объектам), высокой фактической и ожидаемой обводненности, фонтанирование скважин не целесообразно или может быть коротковременным.

С учетом достигнутого технического уровня, условий эксплуатации оборудования и свойств пластовых флюидов эксплуатация скважин на месторождении Октябрьское будет осуществляться механизированным способом, который зарекомендовал себя как оптимальный для условий месторождения. Добывающие скважины с расчетными дебитами менее $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ рекомендуется оснастить штанговыми глубинными насосами, скважины с дебитами более $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ электроцентробежными установками.

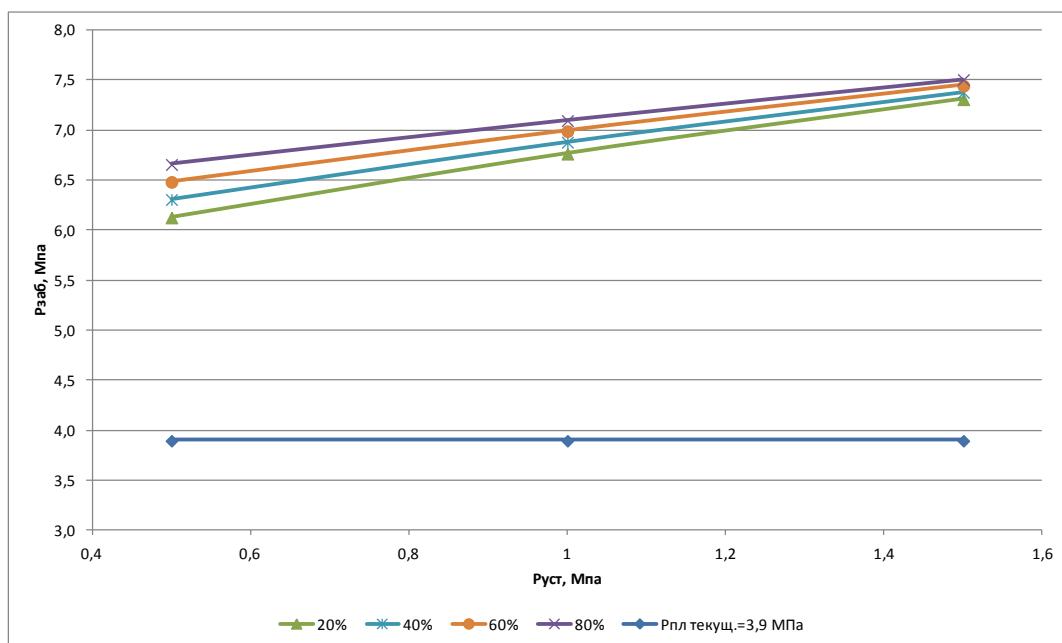


Рисунок 6.1.1 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по I объекту

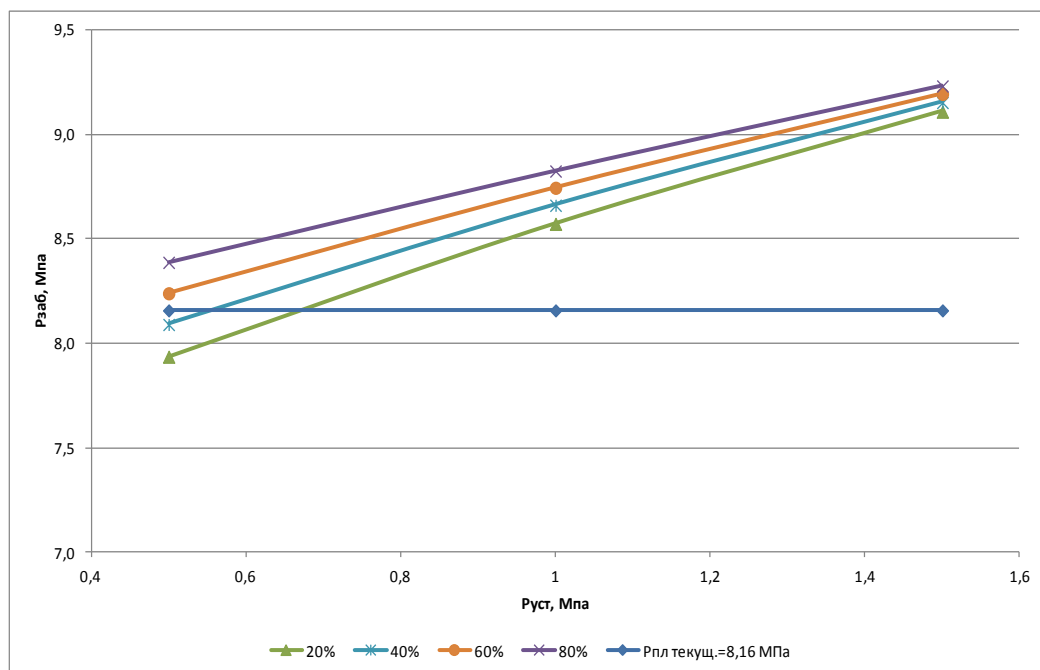


Рисунок 6.1.2 - Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье по II объекту

Обоснование выбора оборудования механизированных скважин

СШНУ

На месторождении Октябрьское для обеспечения проектных дебитов до $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, учитывая условия и характеристику месторождения, а так же опыт применения установок СШНУ, добывающие скважины рекомендуется оборудовать невставными насосами по ГОСТ 30722-2000 или соответствующие им насосы по стандарту API-11AX. При условии

содержания в нефти большого количества парафина, предпочтительно применение невставных насосов, поскольку парафин, откладываясь на стенках НКТ, может заблокировать возможность поднятия плунжера вставного насоса. Насос спускать на НКТ с наружным диаметром 73 мм, с толщиной стенки 5,5 мм, плунжеры насосов на одноступенчатой штанговой колонне диаметром 19 мм.

УЭЦН

Скважины с проектными дебитами продукции более 20 м³/сут рекомендуется эксплуатировать механизированным способом с применением электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Электроцентробежные насосы по своей специфике (производительности, глубине спуска, физико-химическим свойствам перекачиваемого флюида и др.) соответствуют условиям эксплуатации скважин месторождения. Оборудование устья скважин должно обеспечивать подвеску скважин на фланце обсадной колонны НКТ с электронасосом и кабелем, герметизацию труб и кабеля, а также отвод жидкости в выкидной трубопровод.

Исходя из опыта применения УЭЦН на других месторождениях, для управления, защиты и контроля параметров работы необходимо использовать станции управления с частотным регулированием и трансформатором для преобразования напряжения.

Комплектация насосных установок производится в соответствии с условиями эксплуатации по рекомендациям фирм-производителей. С учётом максимальных нагрузок, действующих на НКТ, условиям эксплуатации отвечают используемые на месторождении трубы из стандартизированных сталей марки Д. В состав компоновки подземного оборудования скважин оснащенных УЭЦН должны входить следующие элементы: электродвигатель, гидрозащита, газосепаратор, насос, переводник, обратный клапан, сливной клапан, НКТ Ø 73. Номинальная производительность УЭЦН должна соответствовать расчетному дебиту продукции.

6.2 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

В процессе эксплуатации скважин, подземного и наземного оборудования промысла на нефтяных месторождениях возможны такие виды осложнений, связанные с физико-химическими свойствами добываемой продукции, как:

- образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);
- загрязнение призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин;
- осложнения, связанные с водопрооявлениями.

Возникновение осложнений приводит к снижению продуктивности скважин, преждевременному выходу из строя дорогостоящего оборудования и дополнительным эксплуатационным затратам на ремонт скважин.

Нефть месторождения Октябрьское – тяжелая, малосернистая, содержание серы в среднем до 0,3 %, парафинистая, содержание парафина в среднем до 2,08 %, смолистая, по содержанию асфальто-смолистых веществ 5,3 %.

АСПО

Интенсивность образования АСПО зависит от содержания в нефти парафина, асфальтенов и смол, их свойств, термобарических условий, технологических факторов и т.д. Изменение термобарических условий потока пластового флюида в процессе эксплуатации добывающих скважин, а также снижение температуры при его движении по стволу скважины и по выкидным линиям за счет выделения и расширения газа могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы, образованию отложений на поверхности подземного и наземного оборудования, уменьшению рабочего сечения. Асфальтены, находящиеся в дисперсном состоянии, могут также являться центрами кристаллизации, способствующими выпадению парафина из нефти при ее охлаждении.

Процесс добычи может сопровождаться выпадением твёрдых органических отложений, содержащих асфальтосмолопарафиновые вещества и механические примеси. Поэтому для предотвращения отложений АСПО необходимо проведение различного рода мероприятий по предупреждению и устранению последствий образования отложений.

Существует множество различных, известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Это тепловые обработки, закачка растворителей и ингибиторов АСПО, физические методы воздействия. Многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода или разработки новых технологий. При

применении любого из методов необходимо тщательное изучение геологии, истории разработки и текущего состояния разработки месторождения, историю применения других методов или технологий и их результатов, виды применяемого подземного и наземного технологического оборудования, что позволит предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения и их количества, необходимо проведение специальных комплексных лабораторных исследований на образцах пластовых флюидов (жидкость, нефть, вода, газ) и керна.

Для борьбы и предупреждения образования АСПО в нефтедобывающей промышленности существуют различные методы: механические, тепловые, химические. Для депарафинизации нефтепромыслового оборудования чаще применяются тепловые методы по предупреждению и удалению парафиноотложений – обработка горячей нефтью (ОГН) и обработка горячей водой (ОГВ), обработки паром (ОП).

На месторождении Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г. для профилактики от АСПО проводились очистки забоя от механических примесей и парафина. Данные приведены в таблице 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Месторождение Октябрьское. Данные по очисткам на 01.05.2023 г.

№ скважины	Дата	Вид обработки
107	11-14.03.2022	Очистка забоя от механических примесей и парафина.
101	14-16.03.2022	
110	06-08.09.2022	
103	08-12.09.2022	
105a	13-16.11.2022	
107	16-19.11.2022	
100	29.01-03.02.2023	
110	04-09.02.2023	
109	18-23.03.2023	

Также на 01.05.2023 г. для профилактики от АСПО проводились обработки горячей нефтью (ОГН). Для определения эффективности проводимых профилактических мероприятий проанализированы данные по количеству обработок на скважинах и на основании анализа рассчитан межочистной период работы скважин.

Межочистной период работы скважин рассчитывается по формуле:

$$МОП = \frac{T}{N},$$

где: Т - сумма времени, отработанного скважинами;

N - суммарное количество обработок за расчётный период времени.

Результаты анализа разбиты по годам и представлены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 - Месторождение Октябрьское. МОП работы скважин после ОГН на 01.05.2023 г.

Дата	ОГН	Итого обработок	МОП, сут
Январь 2022	2	95	3,8
Февраль 2022	5	95	3,8
Март 2022	8		
Апрель 2022	11		
Май 2022	16		
Июнь 2022	18		
Июль 2022			
Август 2022			
Сентябрь 2022			
Октябрь 2022			
Ноябрь 2022			
Декабрь 2022	35		
Январь 2023	6	48	2,5
Февраль 2023	10		
Март 2023	14		
Апрель 2023	18		

Всего на 01.05.2023 г. было проведено 143 ОГН: в 2022 г. – 95 обработок, МОП составил 3,8 суток. За 4 месяца 2023 года – 48 обработок, МОП составил 2,5 суток.

Учитывая физико-химические свойства нефти, одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин, может являться образование АСПО, которые откладываются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Рекомендуется продолжать проведение парафиноочисток, тщательно контролируя производство работ и уделяя внимание совершенствованию технологии для увеличения длительности МРП.

В дальнейшем, для повышения эффективности работы, в скважинах, осложненных влиянием парафина, необходимо продолжать проводить обработки горячей водой или нефтью.

Также необходимо проводить работы по выбору других эффективных методов удаления парафиноотложений на основе проведения специальных комплексных лабораторных исследований.

Очистка призабойной зоны

Основным мероприятием для очистки призабойной зоны (ОПЗ) и интервалов перфорации является солянокислотная обработка (СКО). Для растворения части силикатного материала, цементирующего и скелетного веществ пород пласта, поглощенного в процессе бурения или при ремонтных работах на скважине (глинистого материала или цемента), а так же материалов, загрязняющих поверхность забоя в форме глинистой или цементной корки, в состав кислотной композиции вводится плавиковая кислота. Для снижения сопротивления

при проникновении раствора в пласт, замедления реакции и лучшего извлечения продуктов реакции за счет снижения межфазного натяжения вводятся поверхностно-активные вещества.

Технология проведения кислотных обработок осуществляется в соответствии с индивидуальными программами, составленными с учётом характеристик каждой скважины, включая индивидуальный расчет объема кислоты, площадь обработки и максимальный расход и давление закачки тщательно рассчитывается для каждой скважины в отдельности. Особое внимание необходимо уделить к оборудованию для качественного приготовления и закачки кислотного состава.

С целью более полного освоения и вовлечения в работу нефтегазонасыщенных пластов, повышения продуктивности и приёмистости скважин, для очистки призабойной зоны и интервалов перфорации от фильтрата бурового раствора и других рабочих жидкостей, кольматирующих поровые каналы, необходимо проводить другие мероприятия по интенсификации притока.

Водопроявления

Одной из важнейших проблем в процессе разработки месторождения является увеличение притока воды к забоям добывающих скважин. Это приводит к уменьшению конечной нефтеотдачи, к большим затратам на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. Вследствие экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации, такие скважины активно пополняют бездействующий фонд.

Для ограничения водопритокров обычно применяют закачку вязкоупругих составов, установку цементных пробок или изолирующих пакеров.

Для решения проблемы водопритоква в скважинах необходимо разработать комплекс мероприятий, направленных на исследование причин и источников обводненности добываемой продукции. По результатам исследований разработать мероприятия по снижению водопроявления.

За анализируемый период на скважинах 105а и 102 были проведены ремонтно-изоляционные работы (РИР). Данные по эффективности РИР приведены в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 – Месторождение Октябрьское. Эффективность проведения РИР

№ скв.	Дата	до РИР		после РИР		Прирост
		Q _н , т	Q _{воды} , т	Q _н , т	Q _{воды} , т	Q _н , т
105а	17-22.03.2022	6,3	20,9	24,8	14,2	18,5
102	12-18.09.2022	1,1	3,1	1,5	14,7	0,4

Приросты по нефти получены на обеих скважинах. Успешность работ составила 100%.

Необходимо проводить специальные исследования по определению профиля притока и характера притока обводняющихся скважин для выработки рекомендаций по изоляции обводнившихся пропластков.

Рекомендуется использовать передовые технологии и материалы для повышения эффективности изоляции.

Интенсификация

Для более полного освоения и вовлечения в работу нефтегазонасыщенных пластов, повышения продуктивности и приёмистости скважин на месторождении должны проводиться работы по интенсификации добычи нефти:

Перфорация

Перфорация производится с целью более полной выработки всей нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта. Поэтому дострел может производиться при эксплуатации мощных пластов, в которых первоначально перфорацией вскрывают не всю нефтенасыщенную часть. Необходимость в реперфорации (перестреле) пласта может возникнуть в следующих случаях: при освоении скважин после бурения, переводе добывающей скважины под нагнетание воды, после проведения РИР, в процессе проведения работ по возврату с одного объекта эксплуатации на другой.

Гидроразрыв пласта (ГРП)

В процессе бурения и эксплуатации скважин породы пласта могут загрязняться даже на большом расстоянии от ствола скважин. В результате этого затрудняется приток жидкости в добывающих скважинах и поглощение закачиваемой воды в нагнетательных скважинах. Снижение проницаемости ПЗП может происходить за счет перераспределения напряжений после вскрытия пласта бурением, что приводит к снижению проницаемости естественных трещин. Для увеличения или восстановления производительности скважин в перечисленных случаях применяют ГРП.

Практика показывает, что ГРП в настоящее время является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, как при обработке ПЗС, так и при глубокопроникающем воздействии на продуктивный пласт для интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов.

Сущность метода заключается в том, что на забое скважины путем закачки жидкости создается давление, превышающее горное, то есть вес вышележащих пород. Породы продуктивного пласта разрываются по плоскостям минимальных напряжений горного давления и за счет продолжающейся закачки жидкости образовавшаяся трещина увеличивается в размерах. Далее этой же жидкостью транспортируется в трещину расклинивающий агент (проппант), который удерживает ее в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления. Это значительно увеличивает дренируемую площадь вокруг ствола скважины, а также производительность скважины. Таким образом, за счет созданной трещины расширяется область пласта у устья скважины, ранее не использовавшаяся в разработке залежи, и создается высокопроводящий канал для поступления в скважину дополнительной нефти.

Гидроразрыв пласта успешно применялся на всех типах геологических пластов, кроме очень мягких и несвязанных. Пластичная природа мягких сланцев и глин мешает их гидроразрыву. В сложившихся условиях одной из самых актуальных задач является применение эффективных технологий воздействия на нефтяной пласт для получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений. Одной из таких технологий, является гидравлический разрыв пласта (ГРП), который в настоящее время является наиболее результативным геолого-техническим мероприятием (ГТМ), обеспечивающим кратное увеличение добычи и повышение эффективности разработки пластов - коллекторов.

При применении любого из методов интенсификации необходимо предусмотреть мероприятия по минимизации технологических рисков. Для выбора наиболее эффективных методов и экономически выгодных реагентов различного назначения, а также их необходимого количества необходимо проведение специальных комплексных лабораторных исследований.

Одной из важнейших проблем, существенно осложняющих добычу нефти, является снижение продуктивности добывающих скважин.

6.3 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутривышнеплового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Скважинная продукция по индивидуальным выкидным линиям диаметром $\varnothing 100$ мм от добывающих скважин поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ), где осуществляется замер дебита скважинной продукции по каждой скважине. С АГЗУ продукция скважин по трубопроводу диаметром $\varnothing 150$ мм поступает на нефтегазовый сепаратор (НГС), где скважинная продукция проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в скважинную продукцию насосом НД-2,5 подается реагент-деэмульгатор. В качестве деэмульгатора применяются DOS-1 «Д», расход составляет номинально 10 кг в весенне-летний и 15 кг в осенне-зимний период. Скважинная продукция после первой ступени сепарации поступает в сырьевые резервуары-отстойники ($V=80\text{ м}^3$, 2 шт), где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды, а оттуда в горизонтальные накопительные резервуары ($V = 60\text{ м}^3$, 4 шт). Вода с сырьевых резервуаров-отстойников и горизонтальных резервуаров дренируется в две емкости ($V = 60\text{ м}^3$) для технической воды, и одним из двух насосов НБ-125 (один рабочий, второй резервный) подается в нагнетательную скважину 106 через водораспределительные батареи (ВРБ) при давлении нагнетания 6 МПа. Газ после сепарации на НГС-1,2-1200 подается на газорегуляторный пункт шкафной (ГРПШ-10). От ГРПШ газ отводится для использования на производственные и коммунально-бытовые нужды (водогрейный котел и др.). На линии, перед каждым котлом установлен счетчик газа для учета объема потребления.

Для случаев производства ремонтов котлов (текущих ППР, при выходе из строя и пр.) в системе сбора и подготовки предусмотрена факельная установка.

Существующие на предприятии мощности котельных установок по потреблению газа, превосходят добываемый объем газа, в связи с чем, при проведении технического обслуживания и профилактических ремонтных работ на одной из котельных, попутный газ перераспределяется между двумя находящимися в работе без необходимости сжигания газа на аварийном факеле.

Предварительно подготовленная таким образом нефть месторождения Октябрьское по мере заполнения четырех горизонтальных резервуаров ($V = 60\text{ м}^3$, 4 шт) от наливной

площадки транспортируется автоцистернами на ПСН «Забурунье», расположенный на расстоянии 27 км для дальнейшей перекачки по трубопроводу Ø108 мм, L-0,7 км в систему ЦППН «Забурунье» АО «Эмбаунайгаз» с целью подготовки до товарной кондиции и транспортировки покупателям. Подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется с использованием мощностей и инфраструктуры ЦППН «Забурунье» АО «Эмбаунайгаз» на возмездной договорной основе.

На рисунке 6.3.1 представлена принципиальная схема системы сбора и транспортировки добываемой продукции месторождения Октябрьское.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин на месторождении Октябрьское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в единую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией.
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Для реализации рассматриваемого варианта разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В объем капитальных вложений включается также затраты на энергоснабжения.

Оценка капитальных вложений основывается на технологических показателях разработки – максимальная добыча нефти, газа, объем закачиваемого агента (воды) в систему ППД.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбор и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения «Проекта обустройства».

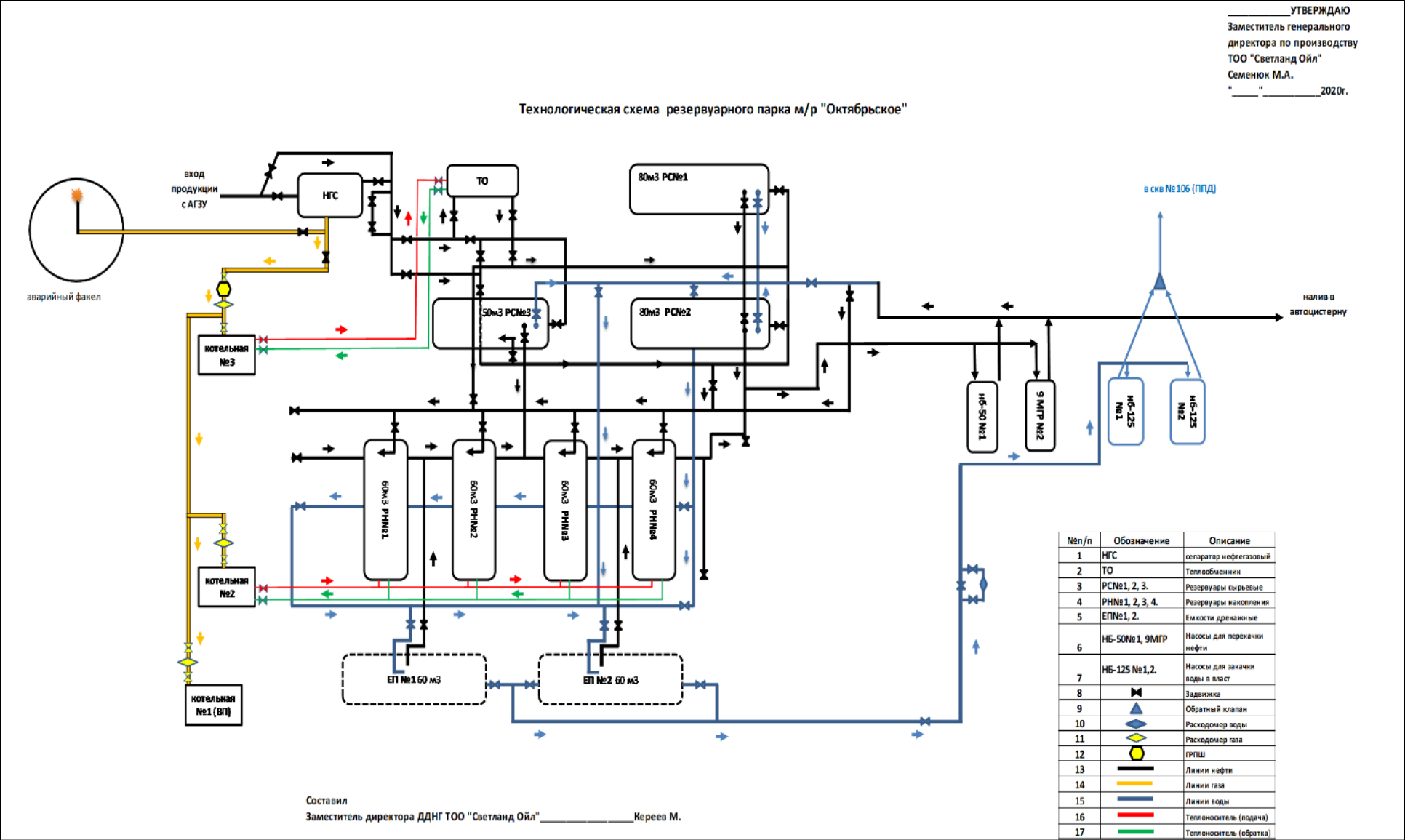


Рисунок 6.3.1 - Принципиальная схема системы сбора и транспортировки добываемой продукции месторождения Октябрьское.

6.4 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

ТОО «Светланд-Ойл» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа по утилизации попутного газа месторождения Октябрьское» (Протокол №2/4 РГ МНГ от 25.04.2006 г.).
- «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Октябрьское» (Письмо №17-05/927-КГН от 28.04.2011 г.).
- «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Октябрьское на период 2020-2022 гг.» (Протокол №11 РГ МЭ РК от 28.12.2020 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Октябрьское на период 2023-2025гг.» (Протокол №2 РГ МЭРК от 13.01.2023г.).

В настоящее время на месторождении Октябрьское сырой газ полностью используется на собственные нужды в водогрейных котлах марки «BURAN» и «NAVIEN-735 GTD» для использования при подготовке нефти, для обогрева зданий и горячего водоснабжения, сжигание сырого газа отсутствует.

Согласно Планам развития переработки сырого газа, принято решение продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные технологические нужды. В таблице 6.4.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа на период 2019-01.05.2023 гг.

Таблица 6.4.1 - Месторождение Октябрьское. Баланс добычи и распределения сырого газа на период 2019- 01.05.2023 гг.

№	Показатели	2019		2020		2021		2022		2023	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт 01.05
1	Добыча сырого газа, млн.м ³	0,161	0,163	0,141	0,095	0,141	0,09	0,18	0,0834	0,18	0,0276
2	Объем газа, потреб на собственные. тех. нужды, млн.м ³	0,161	0,163	0,141	0,095	0,141	0,09	0,18	0,0834	0,18	0,0276

6.5 Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Подготовка закачиваемых вод должна быть направлена на удаление механических примесей и эмульгированной нефти до нормируемых показателей, снижение коррозионной агрессивности, подавление роста микроорганизмов и предотвращения солеобразования. При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям на основании СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», приведённому в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Месторождение Октябрьское. Требования к закачиваемой воде

Стабильность	- стабильна
Совместимость с пластовыми водами	- снижение приемистости не более 20%
Количество мехпримесей	- по коллекторским свойствам
Содержание нефти	- по коллекторским свойствам
Размер взвешенных частиц	- 90% менее 2 мкм
Содержание кислорода	- менее 0,5 мг/л
Содержание сероводорода	- отсутствие
Коррозионная активность	- менее 0,1 мл/год
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	- отсутствие

Недопустимо производить закачку несовместимой воды.

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что она не должна взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта с образованием нерастворимых соединений. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20% с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Одним из основных критериев оценки пригодности воды для заводнения нефтяных пластов при изучении совместимости является карбонатная стабильность, поскольку в процессах образования нерастворимых солей карбонаты занимают первое место. Их образование может происходить как в объеме воды с образованием дополнительного количества механических примесей, так и на поверхностях породы, водоводов и оборудования. При наличии достаточного количества сульфатов в воде рассчитывается сульфатная стабильность.

На месторождении Октябрьское система ППД реализуется с 2014 г. путем перевода в нагнетательный фонд скв. 106.

Закачка попутно-добываемых вод в нагнетательную скважину 106 представлена в таблице 6.5.2.

Таблица 6.5.2 – Месторождение Октябрьское. Динамика закачки воды в скв. 106 в период с 01.01.2022 г. по 01.05.2023 г.

Месяц/год	Закачка воды, м³	
	2022 год	2023 год
январь	4088	3661
февраль	3735	4532
март	4214	5743
апрель	3874	5845
май	4290	5999
июнь	4177	5761
июль	4323	
август	4159	
сентябрь	4226	
октябрь	4327	
ноябрь	4369	
декабрь	4635	
Итого	50417	31541

Допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается согласно СТ РК 1662-2007 в зависимости от коллекторских свойств продуктивных пластов (таблица 6.5.3).

Таблица 6.5.3 - Месторождение Октябрьское. Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм²	Коэффициент трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		Мехпримесей	Нефти
До 0,1	-	до 3	до 5
Свыше 0,1	-	до 5	до 10
До 0,35	от 6,5 до 2	до 15	до 15
Свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
До 0,6	от 35 до 3,6	до 40	до 40
Свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено, что при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм² должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм² - не крупнее 1 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами.

Исследования свойств и качества нагнетаемой в пласт воды после ввода системы ППД проводятся для достоверного описания свойств и реального качества воды, предназначенной

для поддержания пластового давления, а также требований, предъявляемых к системе ППД. С этой целью осуществляется отбор проб и 6-ти компонентный химический анализ состава воды, а также концентрации механических примесей и нефти, железа, растворенных CO_2 , H_2S , кислорода.

Согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» [9] требуется регулярно контролировать уровень содержания нефти и мехпримесей в закачиваемой воде на нагнетательных скважинах.

Также необходимо ежемесячно выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять контрольные замеры забойного давления.

По данным отчета по результатам анализа физико-химического состава пробы пластовой воды закачиваемой в нагнетательную скважину 106 от 11.02.2022 г., содержание мех примесей составило 0,05 %, содержание нефтепродуктов составило 0,01 мг/дм³.

Согласно «Единым правилам ...» [9] требуется регулярно контролировать уровень содержания нефти и мехпримесей в закачиваемой воде.

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

7.1.1 Рекомендации к конструкциям скважин

Конструкции проектных скважин разработаны на основе анализа горно-геологических условий проводки скважин, опыта бурения с учетом ожидаемых осложнений, встречающихся при проводке скважин, а также в соответствии с действующими нормативными документами РК [9, 13].

Для разработки продуктивных горизонтов планируется бурение эксплуатационных вертикальных скважин.

Для бурения вертикальных скважин рекомендуется следующая конструкция:

Направление предусмотрено для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор $\varnothing$ 244,5 мм спускается на глубину 250 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3 мм спускается на глубину 950 (± 250) м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, для проведения испытания и добычи углеводородов.

Рекомендуемая конструкция скважин и обоснование цели спуска обсадных колонн представлена в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Месторождение Октябрьское. Рекомендованная конструкция вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долота	колонны		
1	2	3	4	5
Направление	393,7	323,9	60	0
Кондуктор	295,3	244,5	250	0
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	950 (± 250)	0

В процессе бурения вертикальных скважин необходимо осуществлять периодический контроль за траекторией скважины, отклонение от вертикали не должно превышать 3-5 град. [13]. Для обеспечения вертикальности скважины рекомендуется использовать оптимальные режимы бурения, применять соответствующие горно-геологическим условиям компоновки бурильной колонны, с включением дополнительных центрирующих элементов и специальных технических средств.

Окончательные решения по конструкции скважин, выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методам освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

7.1.2 Рекомендации к производству буровых работ

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой бурильной колонны в воздухе не менее чем на 40 % [9].

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых [9,13].

7.1.3 Рекомендации к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования обсадных колонн и тампонажных материалов должен быть проведен с учетом геологических условий, рекомендуемых конструкций и анализа крепления ранее пробуренных скважин. Для обеспечения надежной изоляции и качественного цементирования скважин программы цементирования должны быть разработаны в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан [14] и включать следующий комплекс мероприятий.

Мероприятия по подготовке ствола скважины: шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования, использование добавок-наполнителей для предотвращения (ликвидации) возможных поглощений.

Технология и способ цементирования обсадных колонн: использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью и технологии двухступенчатого цементирования для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

Тампонажные растворы и материалы: использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа Г или ПЦТ I-СС-100; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок (*облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, расширяющиеся добавки, регуляторы сроков схватывания и др.*) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

Технологическая оснастка обсадных колонн: выбор и расстановка элементов технологической оснастки (*центраторы, турбулизаторы, скребки*) в соответствии с нормами и требованиями Технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

7.2 Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

7.2.1 Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии

Требования к промывочным жидкостям для вскрытия продуктивных пластов разработаны с учетом всех возможных осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Октябрьское.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геолого-техническими условиями проводки скважин:

- нефтегазопроявления с присутствием в газе CO_2 ;
- осыпи и обвалы стенок скважин;
- частичные поглощения промывочной жидкости;
- сальникообразования;
- сужения ствола скважины;
- искривления ствола скважины;
- прихваты бурильного инструмента.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение рекомендуется проводить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание твердой фазы;
- минимально допустимая плотность бурового раствора согласно Правилам [13];
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- использование в качестве утяжелителя бурового раствора кислоторастворимых карбонатных утяжелителей;
- при использовании ингибированного KCl бурового раствора содержание хлоридов в фильтрате раствора для обеспечения эффекта ингибирования глин разреза должно быть не менее 4-5%.

За 50 м до вскрытия продуктивных горизонтов в процессе бурения начать ввод поглотителей или нейтрализаторов CO_2 .

Для снижения риска прихватов колонн в процессе бурения в буровой раствор необходимо вводить смазывающие противоприхватные добавки.

В процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы, особенно в кавернозной части ствола, рекомендуется прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 3-5 м³.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора, особенно по поддержанию твердой фазы и плотности, предусмотреть трехступенчатую систему очистки от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуга – при необходимости.

Подробное описание типа, рецептуры и параметров бурового раствора будет предусмотрено в технических проектах на строительство скважин.

Примечание:

При составлении технических проектов на строительство скважин, в каждом конкретном случае система бурового раствора может быть изменена, но должна отвечать требованиям, предъявляемым к ним при вскрытии продуктивных пластов.

7.2.2 Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов при вторичном вскрытии необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Для нейтрализации углекислого газа необходимо вводить поглотители или нейтрализаторы CO₂.

7.2.3 Рекомендации к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

Работы по вторичному вскрытию пластов и освоению скважины проводить в соответствии с Правилами [13] и начинать при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор, емкости для сбора флюида и проведена факельная линия для сжигания попутного газа (в случае необходимости).

Интервалы продуктивных объектов устанавливает геологическая служба недропользователя в зависимости от фактического разреза скважины и по данным ГИС, и выбирает способ вскрытия, наименование перфоратора, тип заряда и плотность перфорации.

При выборе интервалов перфорации рекомендуется учитывать максимально возможное и технически обоснованное расстояние от крайних перфорационных отверстий до уровня ГНК и ВНК с целью недопущения преждевременного прорыва воды и прорыва газа.

Перфорацию и освоение скважины, и связанные с ними работы проводить по плану организации работ (ПОР), составленному подрядчиком и согласованному с недропользователем с указанием технологии, оборудования и ответственного руководителя работ. До перфорации выполнить мероприятия по предотвращению не контролируемых газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытого фонтанирования (ОФ), составить акт готовности скважины к перфорации и получить письменное разрешение руководителя работ, представителя заказчика и аварийно-спасательной службы (АСС) на проведение перфорации.

Перфорация может быть проведена спуском перфораторов на насосно-компрессорных трубах (далее НКТ) или спуском перфораторов на кабеле.

В случае спуска перфораторов на НКТ заполнить скважину технической водой. Спустить НКТ с перфораторами в интервал перфорации. Оборудовать устье скважины фонтанной арматурой (далее ФА). ФА до установки на устье скважины опрессовать на пробное давление, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обвязать ФА коммуникациями с наземным оборудованием. Снизить уровень жидкости в скважине свабированием для создания необходимой депрессии на пласт. Перфорировать продуктивный пласт.

В случае спуска перфораторов на кабеле, перфорацию рекомендуется проводить в среде перфорационной жидкости, отвечающей требованиям п. 7.2.2 для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта.

Перед спуском в скважину на кабеле заряженного перфоратора рекомендуется спустить в скважину шаблон перфоратора с глубинным манометром для проверки беспрепятственной проходимости заряженного перфоратора и замера давления в колонне в зоне перфорации.

Во время перфорации необходимо наблюдать за уровнем жидкости в скважине. В случае снижения уровня доливать скважину перфорационной жидкостью.

Оборудование устья, трубопроводы, установка сепарации и замера продукции скважины должны обеспечивать возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации.

Проверить готовность скважины к освоению и составить акт с участием представителей подрядчика, недропользователя и АСС.

Работы по освоению начинать только при соблюдении технологических условий и обеспеченности техническими средствами и материалами, предусмотренными в индивидуальном плане работ на освоение скважины.

Освоение и исследование скважины производить в присутствии ответственного лица.

В процессе освоения скважины проводить комплекс термобарических и гидродинамических исследований и отбор проб пластового флюида.

При получении слабого притока углеводородов рекомендуется проводить работы по интенсификации притока. Интенсификацию притока проводить повторной (или дополнительной) перфорацией или обработкой призабойной зоны, технологию и параметры которой выбирает геологическая и технологическая службы недропользователя в зависимости от геолого-физических свойств пласта.

Комплекс работ по освоению скважины должен обеспечить максимальную очистку призабойной зоны пласта от промывочной жидкости.

Скважину считать освоенной, если в результате проведённых работ определена продуктивность пласта и получен приток флюида, характерный для данного объекта.

Выбор способа эксплуатации, подбор, установку скважинного оборудования, а также дальнейшие работы осуществляет недропользователь в соответствии с проектными документами на разработку.

На проведенные работы по перфорации, освоению и испытанию скважины составлять суточные рапорта по форме, установленной в организации. Результаты проведённых работ оформлять в виде актов.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТА ПЛАНА ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗА И ОБЪЕМОВ БУРОВЫХ РАБОТ

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели по рекомендуемому варианту разработки месторождения приводится в таблицах 8.1 – 8.3.

Таблица 8.1 – Месторождение Октябрьское. Обоснование проекта плана добычи, объёма буровых работ I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	0,7	1,3	1,2	2,9	4,0	4,8	4,9	4,5	4,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1
2	В том числе из: переходящих скважин	0,7	0,6	1,2	2,2	3,2	4,0	4,1	4,5	4,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1
3	новых скважин	0	0,7	0,0	0,7	0,7	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	0,7	1,3	1,2	2,9	4,0	4,8	4,9	4,5	4,2	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	1	0	3	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	1	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	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	вывод из ликвидации	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	4,5	0	2,5	2,5	2,5	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	182,5	0	328,5	328,5	328,5	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В т.ч.- добывающие скважины	0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	5	7	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
19	В том числе нагнетательные в отработке, шт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1	2	2	5	7	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
21	Фонд переходящих добывающих скважин на конец года, шт.	1	1	2	2	5	7	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
22	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,7	9,9	10,1	10,3	10,6	11,0	11,3	11,6	12,0	12,3	12,7	13,1	13,5	13,9	14,3	14,7	15,2
27	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,7	17,9	10,7	25,7	15,1	14,4	12,9	12,3	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,6	15,1	15,5	16,0
28	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	5,4	0	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	79,5	81,1	82,8	83,7	84,6	86,0	87,5	88,8	90,0	91,1	92,0	92,9	93,6	94,3	94,9	95,5	95,9
30	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	79,5	90,5	82,8	87,1	87,0	88,0	89,3	88,8	90,0	91,1	92,0	92,9	93,6	94,3	94,9	95,5	97,0
31	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0	25,0	0	25,0	25,0	16,7	16,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
33	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	2,1	1,7	1,8	3,3	2,0	1,7	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6
34	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м³/сут	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	Добыча жидкости всего, тыс.т	3,4	6,9	7,0	17,9	25,8	34,2	39,1	40,3	41,5	42,7	44,0	45,3	46,7	48,1	49,6	51,0	52,6
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	3,4	5,9	7,0	16,9	24,8	33,2	38,1	40,3	41,5	42,7	44,0	45,3	46,7	48,1	49,6	51,0	52,6
37	из новых скважин, тыс.т	0	1,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	86,3	93,2	100,2	118,1	143,9	178,0	217,2	257,5	299,0	341,7	385,7	431,1	477,8	525,9	575,5	626,5	679,1
39	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3,4	6,9	7,0	17,9	25,8	34,2	39,1	40,3	41,5	42,7	44,0	45,3	46,7	48,1	49,6	51,0	52,6
40	Коэффициент нефтеизвлечения, %	9,3	9,7	10,1	11,2	12,6	14,3	16,0	17,6	19,0	20,4	21,6	22,8	23,8	24,8	25,7	26,5	27,2
41	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	34,0	35,7	37,3	41,0	46,2	52,4	58,7	64,5	69,9	74,8	79,4	83,6	87,4	91,0	94,2	97,2	100,0
42	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,9	1,7	1,6	3,8	5,1	6,2	6,3	5,8	5,4	4,9	4,5	4,2	3,8	3,5	3,3	3,0	2,8
43	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	1,3	2,5	2,4	6,0	8,7	11,5	13,3	14,1	15,1	16,4	18,1	20,3	23,4	28,1	36,0	51,6	100,0
44	Закачка рабочего агента, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	Компенсация отбора закачкой, текущая, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 8.2 – Месторождение Октябрьское. Обоснование проекта плана добычи, объёма буровых работ II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	12,1	12,5	12,7	9,5	6,8	5,4	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8
2	В том числе из: переходящих скважин	12,1	11,4	11,6	9,5	6,8	3,9	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8
3	новых скважин	0	1,1	1,1	0,0	0,0	1,5	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	12,1	12,5	12,7	9,5	6,8	5,4	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	1,9	1,8
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	1	1	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	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	вывод из консервации	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	6	6	0	0	4,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	182,5	182,5	0	0	328,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	950	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	1,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В т.ч.- добывающие скважины	0	1,0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	10	11	9	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
19	В том числе нагнетательные в отработке, шт	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	9	10	11	9	7	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
21	Фонд переходящих добывающих скважин на конец года, шт.	9	9	10	9	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	22,8	23,0	23,5	24,2	24,9	25,7	26,4	27,2	28,0	28,9	29,8	30,6	31,6	32,5	33,5	34,5	35,5
27	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	22,8	25,1	25,4	24,2	24,9	29,6	26,4	27,2	28,0	28,9	29,8	30,6	31,6	32,5	33,5	34,5	35,5
28	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	8	8	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	82,0	83,5	85,1	86,7	88,1	89,4	90,5	91,5	92,4	93,2	93,9	94,6	95,2	95,7	96,1	96,6	97,0
30	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	82,0	84,7	86,1	86,7	88,1	92,0	90,5	91,5	92,4	93,2	93,9	94,6	95,2	95,7	96,1	96,6	97,0
31	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0	25,0	25,0	0	0	25,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
33	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,4	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
34	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	146,6	173,9	197,3	194,7	182,9	188,7	186,0	194,0	202,2	210,4	218,6	227,0	235,5	244,1	252,8	261,7	270,7
35	Добыча жидкости всего, тыс.т	67,4	75,6	84,9	71,5	57,3	50,6	43,4	44,7	46,1	47,4	48,9	50,3	51,8	53,4	55,0	56,7	58,4
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	67,4	74,2	83,4	71,5	57,3	48,6	43,4	44,7	46,1	47,4	48,9	50,3	51,8	53,4	55,0	56,7	58,4
37	из новых скважин, тыс.т	0	1,5	1,5	0	0	2,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1383,3	1459,0	1543,9	1615,4	1672,7	1723,3	1766,7	1811,4	1857,5	1904,9	1953,8	2004,1	2056,0	2109,4	2164,4	2221,1	2279,4
39	Накопленная добыча нефти, тыс.т	312	324	337	346	353	358	363	366	370	373	376	379	381	384	386	388	389
40	Коэффициент нефтеизвлечения, %	45,6	47,4	49,2	50,6	51,6	52,4	53,0	53,6	54,1	54,6	55,0	55,4	55,8	56,1	56,4	56,7	56,9
41	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	80,1	83,3	86,5	89,0	90,7	92,1	93,2	94,2	95,1	95,9	96,6	97,3	98,0	98,6	99,1	99,6	100,0
42	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	3,1	3,2	3,3	2,5	1,8	1,4	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
43	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	13,5	16,1	19,5	18,2	15,9	15,0	13,5	14,3	15,4	16,7	18,5	20,9	24,3	29,5	38,4	57,4	100,0
44	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	50,8	60,3	68,4	67,5	63,4	65,4	64,5	67,3	70,1	72,9	75,8	78,7	81,6	84,6	87,7	90,7	93,9
45	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	458,9	519,2	587,6	655,2	718,6	784,0	848,5	915,8	985,9	1058,8	1134,6	1213,4	1295,0	1379,6	1467,3	1558,0	1651,9
46	Компенсация отбора закачкой, текущая, %	75,4	79,7	80,6	94,4	110,7	129,3	148,5	150,4	152,2	153,7	155,1	156,4	157,5	158,5	159,3	160,1	160,9

Таблица 8.3 – Месторождение Октябрьское. Обоснование проекта плана добычи, объёма буровых работ в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ п/п	Показатели	Годы																
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
1	Добыча нефти всего, тыс.т	12,8	13,8	13,9	12,5	10,8	10,2	9,0	8,3	7,6	7,0	6,5	6,0	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9
2	В том числе из: переходящих скважин	12,8	11,9	12,8	11,7	10,1	7,9	8,2	8,3	7,6	7,0	6,5	6,0	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9
3	новых скважин	0,0	1,8	1,1	0,7	0,7	2,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированным способом	12,8	13,8	13,9	12,5	10,8	10,2	9,0	8,3	7,6	7,0	6,5	6,0	5,5	5,0	4,6	4,3	3,9
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	0	2	1	3	2	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	В т.ч.: из эксплуатационного бурения	0	2	1	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	0	0
8	переводом с других объектов	0	0	0	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	вывод из ликвидации/консервации	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Среднесуточный дебит нефти новой скважины, т/сут	0	5,0	6,0	2,3	2,3	3,5	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	365	183	329	329	657	329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Средняя глубина новой скважины, м	0	950	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	В т.ч.- добывающие скважины	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	12	13	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
19	В том числе нагнетательные в отработке, шт	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	10	12	13	14	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
21	Фонд переходящих добывающих скважин на конец года, шт.	10	10	12	11	12	12	14	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
22	Ввод нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
26	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	9,7	9,9	10,1	10,3	10,6	11,0	11,3	11,6	12,0	12,3	12,7	13,1	13,5	13,9	14,3	14,7	15,2
27	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	9,7	24,4	22,9	24,5	20,8	20,8	17,7	17,3	17,8	18,3	18,9	19,4	20,0	20,6	21,2	21,9	22,5
28	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	0	6,7	8	3	3	4,5	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	79,5	81,1	82,8	83,7	84,6	86,0	87,5	88,8	90,0	91,1	92,0	92,9	93,6	94,3	94,9	95,5	95,9
30	Средняя обводненность продукции переходящих скважин, %	79,5	85,1	85,9	86,7	87,7	90,4	89,9	90,2	91,3	92,2	93,0	93,8	94,4	95,0	95,6	96,0	97,0
31	Средняя обводненность продукции новых скважин, %	0	25,0	25,0	25,0	25,0	22	17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
32	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,1	3,8	3,5	3,2	3,0	2,7	2,5	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
33	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	3,9	3,6	3,2	3,2	2,6	2,0	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8
34	Средняя приемистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	147	174	197	195	183	189	186	194	202	210	219	227	235	244	253	262	271
35	Добыча жидкости всего, тыс.т	71	83	92	89	83	85	83	85	88	90	93	96	99	102	105	108	111
36	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т	71	80	90	88	82	82	82	85	88	90	93	96	99	102	105	108	111
37	из новых скважин, тыс.т	0	2,45	1,46	0,99	0,99	2,96	0,99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1470	1552,13	1644,01	1733,44	1816,55	1901,32	1983,86	2069	2156	2247	2340	2435	2534	2635	2740	2848	2958
39	Накопленная добыча нефти, тыс.т	338	351,67	365,56	378,02	388,82	399,01	408,04	416	424	431	438	443	449	454	459	463	467
40	Коэффициент нефтеизвлечения, %	34,9	36,3	37,8	39,1	40,2	41,2	42,2	43,0	43,8	44,5	45,2	45,8	46,4	46,9	47,4	47,8	48,2
41	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	72,4	75,4	78,4	81,0	83,3	85,5	87,5	89,3	90,9	92,4	93,8	95,1	96,2	97,3	98,3	99,2	100,0
42	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	2,7	2,9	3,0	2,7	2,3	2,2	1,9	1,8	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
43	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	9,1	10,7	12,1	12,4	12,2	13,1	13,4	14,2	15,3	16,6	18,3	20,5	23,8	28,7	37,0	54,1	100,0
44	Закачка рабочего агента, тыс.м ³	51	60,31	68,42	67,51	63,43	65,43	64,48	67	70	73	76	79	82	85	88	91	94
45	Накопленная закачка рабочего агента, тыс.м ³	459	519,23	587,65	655,16	718,59	784,01	848,49	916	986	1059	1135	1213	1295	1380	1467	1558	1652
46	Компенсация отбора закачкой, текущая, %	31	33,45	35,74	37,80	39,56	41,24	42,77	44	46	47	48	50	51	52	54	55	56

9 КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ ПЛАСТОВ, СОСТОЯНИЕМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ СКВАЖИН И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

Для полного обоснования величин и зависимостей физико-гидродинамических характеристик пород-коллекторов необходимо провести достаточное количество надежных лабораторных определений на кондиционных образцах пород продуктивных отложений с использованием пластовых и закачиваемых флюидов для определения коэффициента вытеснения нефти водой и других видов спецанализа.

В рамках настоящего проекта для контроля разработки, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования на месторождении Октябрьское предлагается проводить следующие основные виды исследований:

- Промысловые исследования;
- Промыслово-геофизические исследования скважин;
- Гидродинамические исследования пластов и скважин;
- Физико-химические исследования свойств нефти и нефтяного газа;
- Физико-химические исследования попутной и закачиваемой воды.

Систематические исследования планируется проводить в действующих добывающих и нагнетательных скважинах с установленной периодичностью.

Разовые исследования намечаются в новых скважинах, вышедших из бурения, в скважинах, введенных в эксплуатацию из бездействия, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Определение дебитов жидкости по добывающим скважинам

В целях контроля разработки информация о дебитах (приемистости) должна поступать систематически.

Измерение изменения дебитов должно проводиться по всем осваиваемым скважинам после бурения или ремонта.

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 вне зависимости от содержания доли воды в продукциях скважин составляет ежемесячно.

Определение пластового давления

Контроль пластового давления является одной из важнейших задач контроля разработки месторождения. Согласно требованиям контроля пластового давления, замеры давления по скважинам должны быть представительными, но при этом, по возможности, минимизирующими потерю добычи продукции. Необходимо проводить одновременный замер пластовой температуры и давления.

Определение пластового давления должно осуществляться в виде разовых исследований по всем скважинам, вскрывшим продуктивные пласты, после выхода их из бурения или проведения ремонтных работ и систематически в действующих скважинах не реже одного раза в квартал.

Замеры пластового давления, когда это технологически возможно, должны определяться с помощью глубинных манометров.

При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами в скважинах насосного фонда пластовое давление определяется путем измерения статического уровня.

Определение забойного давления

Забойное давление определяется разовыми исследованиями по всем добывающим и нагнетательным скважинам новым и после выхода из ремонта.

Забойное давление, когда это технически возможно, замеряется глубинными манометрами. При отсутствии технической возможности прямых измерений забойные давления определяются путем замера динамического уровня.

Определение пластовой температуры

Температуру в призабойной зоне добывающих, нагнетательных и контрольных скважин необходимо определить при проведении гидродинамических исследований скважин и замеров пластовых и забойных давлений.

9.1 1 Гидродинамические исследования пластов и скважин

Гидродинамические исследования методом восстановления давления – регистрации кривой восстановления уровня (КВУ), кривой восстановления давления (КВД), установившихся отборов (МУО) и регистрации кривой падения давления (КПД) выполняются по каждой скважине после ввода её в эксплуатацию и после ГТМ и в последующем по мере необходимости по мере необходимости.

Исследование методом установившихся отборов

В новых скважинах, вышедших из эксплуатационного бурения и скважинах, переведенных с другого горизонта, следует провести разовые исследования МУО с целью оценки начальных продуктивных характеристик пластов.

В случае отсутствия технической возможности использования глубинных приборов

пластовое и забойное давления должны определяться по данным замеров статических и динамических уровней. С целью определения влияния снижения забойных давлений ниже давления насыщения на коэффициент продуктивности скважин и значений средних по объектам рациональных забойных давлений в добывающих скважинах, первые исследования МУО на новых скважинах должны проводиться при забойном давлении выше давления насыщения нефти газом.

Для получения достоверной информации по ёмкостно-фильтрационной характеристике предлагается проводить исследования МУО не менее чем на 3-х режимах, с отработкой на каждом режиме до стабилизации забойного давления и дебита. Во время замера дебита на каждом режиме определять газовый фактор и отбирать поверхностные пробы жидкости для последующего анализа на обводнённость.

Таблица 9.1 - Месторождение Октябрьское. Обязательный комплекс рекомендуемых мероприятий по контролю за процессом разработки

№	Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	2	3	4
1	Замеры дебитов нефти, газа (жидкости), буферного, затрубного давления и температуры на устье	По всему действующему фонду добывающих скважин	Еженедельно
2	Определение обводнённости продукции	По всему действующему фонду добывающих скважин	Еженедельно
3	Определение пластового давления	Во всех добывающих и нагнетательных скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации	Обязательные при вводе в эксплуатацию
		По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Один раз в полугодие
4	Определение забойного давления	По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Один раз в квартал
5	Исследование МУО (не менее чем на 3 режимах)	Во всех добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации	Разовые при вводе в эксплуатацию
		Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих скважин	Разовые при вводе в эксплуатацию Один раз в год
6	Исследование методом КВД, КВУ	Во всех вновь пробуренных скважинах	По мере необходимости
		По всему действующему фонду добывающих скважин	
7	Исследование взаимодействия скважин (гидропрослушивание)		Проведение в случае установления связи с реагирующими скважинами
8	Отбор глубинных проб и анализ пластовой нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих скважин	Разовые при вводе в эксплуатацию Один раз в 2 года
9	Отбор и анализ физико-химических свойств поверхностных проб нефти и газа	Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих скважин	По мере необходимости
10	Замер статического уровня воды, отбор проб на качество воды	Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих скважин	По мере необходимости Систематически – 1 раз в год

продолжение табл. 9.1

1	2	3	4
11	Контроль за качеством нагнетаемой воды	По нагнетательному фонду	Ежедневно
12	Замеры приемистости скважин	По нагнетательному фонду	Ежемесячно
13	Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе	Во вновь пробурённых скважинах	Разовые исследования
14	Снятие профиля притока в добывающих скважинах	а) В добывающих скважинах, вводимых в эксплуатацию из бурения и консервации б) По всему действующему фонду добывающих скважин	а) Разовые исследования при вводе в эксплуатацию б) Целенаправленно и по мере необходимости
15	Определение профиля поглощения в нагнетательных скважинах	а) В нагнетательных скважинах, вводимых в эксплуатацию переводом из добывающего фонда б) По всему действующему фонду нагнетательных скважин	а) Разовые исследования при вводе в эксплуатацию б) Целенаправленно и по мере необходимости
16	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня	Во всех вновь пробуренных скважинах По всему действующему фонду добывающих и нагнетательных скважин	Разовые исследования при вводе в эксплуатацию. По мере необходимости (нарушение герметичности колонны, заколонные перетоки)
17	Оценка остаточного нефтенасыщения	По всему действующему фонду добывающих скважин	Целенаправленно и по мере необходимости
18	Определение источников водопритокков	По всему действующему фонду добывающих скважин	Один раз в 2-3 года

9.1.2 Физико-химические исследования свойств нефти и газа

Согласно «Единым правилам...[9]» контроль за разработкой эксплуатационных объектов осуществляется в целях оценки эффективности принятой системы разработки, получения информации, необходимой для выработки мероприятий по её совершенствованию.

В обязательный комплекс промысловых исследований входит, в том числе, отбор и исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин.

После составления отчёта «Пересчёт запасов нефти и растворённого в нефти газа месторождения Октябрьское» [28], выполненного по состоянию изученности на 02.01.2023 г. дополнительных исследований проб скваженной продукции не проводилось.

Всего по состоянию изученности на 01.05.2023 г. исследованы 22 пробы пластовой нефти из 11 скважин, 33 пробы в поверхностных условиях из 15 скважин, 16 проб растворённого газа из 8 скважин, 3 пробы свободного газа из 2-х скважин.

Исследованиями охвачены продуктивные горизонты неоком-I, неоком-II, келловей-I, келловей-II.

По имеющимся исследованиям можно сказать, что нефть продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское по типу является средней, тяжёлой и битуминозной. А также

высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

Растворённый газ является «полусухим» с низким содержанием гомологов метана и неуглеводородных компонентов, свободный газ – «сухой».

Постоянный контроль за свойствами и составом пластовых флюидов, позволяет заметить происходящие изменения.

График отбора проб флюидов из скважин должен быть составлен геолого-промысловой службой предприятия с учетом ввода в эксплуатацию новых скважин и равномерного распределения их по площади залежей.

По вновь вводимым в эксплуатацию скважинам необходимо проводить полный комплекс физико-химических исследований флюидов.

Поверхностные и глубинные пробы отбираются из продуктивной части разреза разведочных и эксплуатационных скважин. Отобранные образцы должны быть представительными, по которым можно охарактеризовать состав и свойства насыщающих пласт нефти и газа.

Лабораторные исследования глубинных и поверхностных проб нефти необходимо производить по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

Термодинамические исследования пластовой нефти, проводимые на PVT-установке фазовых равновесий, выполняются методами однократного, ступенчатого, дифференциального разгазирования с определением таких параметров как давление насыщения, вязкость и плотность пластовой нефти, газосодержание, объемный коэффициент нефти, усадка нефти, коэффициент сжимаемости нефти, с определением составов выделившегося газа и дегазированной нефти для дальнейшего определения компонентного состава пластовой нефти.

В полный комплекс также входят исследования физико-химических свойств поверхностных проб нефти с определением таких параметров, как плотность, кинематическая вязкость, температуры начала кипения и застывания, температура плавления парафина, массовое содержание парафинов, асфальтенов, силикагелевых смол, серы, фракционный состав, содержание металлов и др.).

Все виды исследований пластовых флюидов и поверхностных проб газа, нефти и конденсата рекомендуется проводить в испытательных лабораториях РК, аккредитованных по ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 г. «Общие требования к компетентности испытательных и калибровочных лабораторий».

9.1.3 Геофизические исследования скважин по контролю за разработкой

В процессе разработки месторождения необходимо осуществлять комплексные исследования для оценки эффективности принятой системы разработки и выработки мероприятий по ее совершенствованию.

На период промышленной эксплуатации в Проекте разработки предусматриваются комплексные исследования, объемы, виды и периодичность геофизических исследований в открытом стволе новых скважин и в обсаженных скважинах. Виды исследований регламентируются в инструкции [12] и «Единых правилах» [9].

Для контроля за разработкой месторождения используются промыслово-геофизические исследования скважин; гидродинамические исследования; физико-химические исследования пластовых флюидов.

Для настоящего проекта разработки базовыми являются результаты подсчета запасов 2023 г. [28].

На месторождении Октябрьское фонд пробуренных скважин на 01.05.2023 г. составляет 34, в действующем фонде – 10 добывающих (100, 101, 102, 103, 105А, 107, 108, 109, 110, 112) и 1 нагнетательная (106) скважины. Из них на балансе ТОО «Светланд Ойл» – 22 скважины.

В период промышленной эксплуатации месторождения промыслово-геофизические исследования (ГИС) должны проводиться по двум направлениям:

- в открытом стволе в процессе и после окончания проводки скважины (ГИС);
- в обсаженных скважинах – исследования геофизическими методами по контролю за разработкой (ГИС-к).

Промыслово-геофизические исследования в *открытом и обсаженном* стволах скважин решают задачи по уточнению геологического строения месторождения, фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, контроля за выработкой пластов и технического состояния скважин.

Результаты проведенных исследований в скважинах месторождения по контролю за разработкой, подробно представленных в предыдущих работах [19, 23, 24, 28, 22, 27], свидетельствуют об достаточной эффективности применяемых комплексов методов ГИС и ГИС-к.

Геофизические исследования в открытом стволе (ГИС) проведены во всех скважинах, краткий обзор представлен в подразделе 2.2.1.

В настоящее время на месторождении геофизические исследования в скважинах (ГИС) выполняются в полном объеме с получением результатов приемлемого качества и в

соответствии с требованиями технической инструкции [11]. Результаты интерпретации ГИС (эффективные толщины, K_p , $K_{нг}$) использовались в качестве подсчетных параметров в отчетах по подсчетам запасов 2019, 2023 гг. [19, 28].

Геофизические исследования по контролю за разработкой в обсаженном стволе скважин (ГИС-к) выполнялись с целью определения профиля притока, определения технического состояния скважины (ТС), оценки качества цементирования, а также оценки текущей нефтенасыщенности (в 12-и скважинах 10, 100, 101, 102, 103, 104, 105А, 107, 109, 110, 111, 116); подробно проанализированы в отчете по подсчету запасов 2023 гг. [28].

Основные результаты представлены ниже.

Результаты интерпретации материалов выполненных ГИС-к по профилю притока (интервалы притока, профиль притока, характер флюида и др.), в сопоставлении с результатами открытого ствола представлены в приложениях Табличном Приложении 13; определенные коэффициенты охвата разработкой эффективных толщин ($K_{охв.1}$) и охвата перфорированной толщины работой ($K_{охв.2}$) имеют значения в диапазоне/среднее 0,13-1,0/0,52 и 0,20-1,0/0,61 соответственно.

Результаты определения *текущей нефтенасыщенности* (методом ИННК в 11 скважинах 10, 100, 101, 102, 103, 104, 105А, 107, 109, 110, 111 прибором АИННК-43.) представлены в приложении Табличном Приложении 14, по результатам которого – характер насыщения водонасыщенных по ГИС коллекторов определяется, в основном, однозначно; нефтенасыщенные коллекторы по результатам «обводнены с присутствием УВ», а также имеют «слабые признаки УВ»; текущий коэффициент нефтенасыщенности ($K_{нг_тек}$) занижен по сравнению с открытым стволом порядка 50%.

Контроль технического состояния включал в себя оценку качества цементирования и определение целостности ЭК – на этапе строительства скважин и после ввода скважин в эксплуатацию – качество сцепления цементного камня с колонной и с породой по данным АКЦ кроме скважины 112 – в основном, плохое/частичное; нарушений целостности эксплуатационной колонны в интервале исследований скважин (102, 103 и 111) не наблюдается, забой герметичен.

Выводы

Исходя из обзора проведенных исследований и их результатов, отраженных в работах [19, 23, 24, 28] и настоящем отчете (п.2.2, прил. 9.1, 9.2) можно еще раз отметить, что определяемые задачи, достаточно эффективно решаются с помощью принятых комплекса методов ГИС.

Предлагается следующая программа исследовательских работ в открытых и обсаженных стволах скважин.

Программа исследовательских работ геофизическими методами

Виды геофизических исследований по контролю за разработкой рекомендуются согласно Инструкций [12, 11], периодичность регламентируется в «Единых правилах по рациональному и комплексному исследованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» [9].

Разовые исследования намечаются в скважинах, вышедших из бурения, из консервации, введенных в эксплуатацию, а также в скважинах, где предусмотрена повторная перфорация до и после мероприятия с целью оценки его эффективности.

Систематические исследования необходимо проводить в действующих добывающих, нагнетательных и наблюдательных (контрольных) скважинах с установленной периодичностью.

Рекомендации по открытому стволу

В проектных скважинах предлагается проводить ранее используемый комплекс промыслово-геофизических исследований (п. 2.2), включающий запись методов: КС, КВ, ПС, радиоактивного (ГК, СГК, ННК(W)); литоплотностного (ГГКп+ФЕФ) и акустического (АК) каротажей; электрического (БК, БМК, МКЗ); индукционного (ВИКИЗ) каротажей; резистивиметрии (РЕЗ) и термометрии (Т) при производстве каротажных работ.

Для контроля траектории ствола скважины в процессе бурения проводить замеры инклинометрии.

Для оценки качества цементирования обсадных колонн проводить исследования акустическим цементометром (АКЦ) с получением фазо-корреляционных диаграмм.

Контролировать проводку ствола скважины необходимо записью непрерывной инклинометрии.

Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины. Рабочие файлы записи кривых ГИС должны содержать помимо сведений по конструкции скважины, промывочной жидкости, приборах, результаты периодической и полевой калибровок приборов, записи перекрытий с предыдущими замерами длиной не менее 50 м и контрольные замеры длиной также 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний.

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Необходимо создавать благоприятные условия для проведения ГИС, включая определенные требования к подготовке скважин и качеству получаемой информации от сервисных геофизических компаний.

По возможности *отобрать керн* из проектных скважин с целью уточнения петрофизической основы, так по результатам недавно исследованного керна из скважины 112 (из горизонтов неоком-1, I-келловей, II-келловей), параметры и зависимости претерпели изменение относительно принятых ранее [23] и требуют доизучения, особенно, для продуктивных отложений неокома. Также необходимо проводить исследования по определению $K_{\text{выт}}$ и ОФП как для продуктивных отложений неокома, так и для продуктивных отложений келловей.

Рекомендуемая исследования в скважинах, выходящих из бурения представлены в таблице 9.2

Проведение геофизических исследований (ГИС_к) в *закрытом стволе* рекомендуется выполнять систематически в добывающих/нагнетательных и наблюдательных (контрольных) скважинах с установленной периодичностью (количество должно быть пропорционально фонду скважин каждого объекта эксплуатации).

Также при вводе скважины в эксплуатацию при достижении стабильных показателей добычи (базовые замеры) и при любых изменениях технологических показателей действующих скважин, не связанных с изменением режима эксплуатации (текущие).

Также по скважинам переходящего фонда по мере необходимости.

Геофизическими исследованиями по контролю за разработкой *в обсаженных скважинах* осуществляют:

- технический контроль состояния скважин и работы подземного оборудования;
- определение эксплуатационных характеристик вскрытого пласта, включая этапы его освоения и интенсификации; определение гидродинамических параметров пластов ($R_{\text{пл}}$, $T_{\text{ем}}$, коэффициенты продуктивности, гидропроводности, проницаемости, скин-фактора) – *совместно с ГИС-к гидродинамическими исследованиями;*
- контроль за выработкой пластов – выделение действующих (затронутых выработкой) толщин, определение текущих параметров – текущего характера насыщения пластов и положения флюидальных контактов, определение коэффициентов остаточной нефтенасыщенности.

Таблица 9.2 - Месторождение Октябрьское. Виды и периодичность геофизических исследований скважин по контролю за разработкой

по контролю за разработкой				
	Вид исследований	Периодичность	Количество	Примечание
	Геофизические (ГИС) и литолого-физические исследования			
1	2	3	4	5
1	Комплекс ГИС в открытом стволе: КС, ПС, КВ, ГК, СГК, ННК (W), БК, БМК, МКЗ, ВИКИЗ, АК, ГГКп+ФЕФ, РЕЗ, Т, ИНК., АКЦ	Разовые исследования во всех вновь пробуренных скважинах	В соответствии с доразведкой	
2	Литолого-физические исследования	Отбор керна		Рациональный выбор коллекции образцов в широком диапазоне ФЕС (на спец. иссл.)
		Исследование образцов стандартным и специальным комплексом лабораторных методов.	Базовые стандартные параметры и специальные: УЭС, ККД, Квыт, ОФП	
3	Геофизические исследования по ГИС-к			
	Определение технического состояния ТС скважины:			
	Контроль качества цементаж (сцепление с колонной и породой) АКЦ, ВАК,	Разовые исследования во всех новых скважинах (базовые замеры). Далее – текущие замеры при изменениях в работе скважины, не связанных с изменением технологического режимом.	Во всех пробуренных скважинах и при необходимости	Во всех категориях скважин
	Негерметичность ЦК, создающая условия для заколонных перетоков флюидов (в статике и динамике методами ТМ, ШС, ГК);	Разовые исследования во всех новых скважинах; при выводе из консервации или КРС	При необходимости	Действующий фонд скважин
	Выявление негерметичности колонны и уточнение границ фильтра (ТМ с закачкой контрастной по температуре жидкости, БМ, ТА, РИ, ВЛ, ГК, ЛМ, РМ);	Разовые исследования во всех новых скважинах; при выводе из консервации или КРС , ГТМ Временные замеры	При необходимости	Действующий фонд скважин
	Интервалы перфорации и выявление дефектов тела труб ЭК (ЛМ, ГГДТ, ЭМДС, МИД-КС);	Разовые исследования во всех новых скважинах; при выводе из консервации или КРС,ГТМ	При необходимости	Действующий фонд (добывающие)
	ТС-в нагнетательных скважинах	Один раз в год, 100% охват фонда данной категории скважин).	Нагнетательная скважина (106П)	Действующий фонд (нагнетательные)

продолжение табл. 9.2

1	2	3	4	5
	Контроль за выработкой пластов			
	<i>Добывающие скважины</i>			
4	Выделение работающих толщин, определение профиля притока и состава поступающего флюида; заколонных перетоков в добывающих скважинах: ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ПЛ, ЛМ и ГК; в интервале продуктивных горизонтов замеры в работающей скважине на спуске и подъеме ((ТА, РМ, ВЛ, РЕЗ, НК). для подтверждения и уточнения работающих интервалов)	1. При вводе скважины в эксплуатацию при достижении стабильных показателей добычи (базовый), при выводе из консервации, КРС, ГТМ 2. При любых изменениях технологических показателей (текущий) 3. Систематически – в действующих добывающих и нагнетательных (с установленной периодичностью)	В новых скважинах ДБФ При необходимости Пропорционально фонду ДБ скважин	В статике – на спуске с башмака НКТ до забоя с повтором 50 м при подъеме. В динамике – на спуске и подъеме на 50 м выше инт. перфорации до забоя или 20 м выше башмака НКТ до забоя. При иссл. газовых горизонтов в динамике – на спуске и подъеме выше интервала перфорации до забоя (не входя в НКТ)
	<i>Нагнетательные скважины</i>			
5	Исследование профиля поглощения, определение величины приёмистости	.Систематические исследования – в действующих скважинах с установленной периодичностью – 1 раз в год.	Не менее 50 % охвата фонда	
		При вводе скважины под нагнетание	Разовые исследования	
		До и после проведения КРС или ГТМ.	Разовые исследования	
6	Текущая нефтенасыщенность (НК, ИНК(ИННК, ИНГК), СГК, УКК/СО)	Фоновые замеры в статике и при очистке ближней зоны путем вызова притока.	Добывающие, контрольные (наблюдательные)	При переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации и др. Текущее положение контактов
		При вводе скважины в эксплуатацию – действующий фонд:	На этапе освоения, после расформирования зоны проникновения	
		С началом обводнения скважин - не реже одного раза в полугодие (охват -100% наблюдательных скважин		
	Определение ВНК (ИНК, ВАК, НК, временные ТМ);	Фоновые замеры в статике и на режимах отбора. Далее с периодичностью 2 года		

Контроль за ТС скважин первоначально начинается с оценки качества цементаж обсадной колонны. После спуска эксплуатационной колонны и закачки цемента необходимо проведение акустической цементометрии с целью определения состояния цементного камня.

Проведение акустической цементометрии (АКЦ) проводить приборами, регистрирующими фазокорреляционные диаграммы (ФКД) с дополнением замеров АКЦ одной из модификаций прибора скважинного гамма – дефектомера.

Необходимо улучшить качество цементирования скважин.

В дальнейшем, в течение всего периода нахождения скважины в эксплуатации, при переводе добывающей скважины в нагнетание, выводе из консервации или при ремонтных работах (КРС) и ГТМ проводить исследования по определению ТС ЭК (герметичность тела и муфтовых соединений обсадных колонн, состояние цементного камня, наличие заколонных перетоков флюида) – тем же комплексом ГИС-к, принятым на месторождении – ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ПЛ, ЛМ и ГК, который выполняется по всему стволу – обязательный один фоновый замер в статическом режиме и не менее одного замера в работающей скважине.

При обнаружении признаков, указывающих на дефекты обсадных колонн, интервалов затрубной циркуляции, проводятся повторные исследования качества цементного камня и толщины стенки ЭК в остановленной скважине с устья до забоя.

Перед проведением геофизических исследований в скважинах рекомендуется проводить очистку призабойной зоны, обеспечить герметичность забоя скважин.

Необходимо изолировать места поступления пластовой воды (заколонный переток, негерметичность колонны) и проводить изоляцию обводненных интервалов. В случае загрязнения прискважинной зоны рекомендуется реперфорировать интервалы с целью очистки зоны.

Контроль за выработкой пластов рекомендуется проводить систематически в добывающих/нагнетательных скважинах (количество систематических исследований скважин должно быть пропорционально фонду скважин каждого объекта эксплуатации); также проводить при вводе скважины в эксплуатацию при достижении стабильных показателей добычи, так и при любых изменениях технологических показателей.

Комплекс применяемых методов ГИС для решения этих задач такой же, как при исследовании технического состояния скважины (ТМ, БМ, ВЛ, РИ, ПЛ, ЛМ и ГК).

В интервале *продуктивных горизонтов* исследований замеры должны быть выполнены в работающей скважине на спуске и подъеме для подтверждения и уточнения работающих интервалов методами – ТА, РМ, ВЛГ, резистивиметрией (РЕЗ), нейтронным каротажем (НК).

Исследования в статическом режиме проводятся на спуске с башмака НКТ до забоя скважины с повтором 50 м при подъеме. В динамическом режиме необходимо проводить исследования на спуске и подъеме в интервалах 50 м выше интервала перфорации до забоя

или 20 м выше башмака НКТ до забоя.

При исследовании газовых горизонтов в динамическом режиме необходимо проводить исследования на спуске и подъеме в интервалах выше интервала перфорации (от башмака НКТ, не входя в них) до забоя

Определение *текущего насыщения пластов* необходимо знать при переходе на другой объект разработки и/или при проведении дополнительной перфорации и др.

Проводится в заявленном интервале в статическом режиме импульсными радиоактивными методами (ИНГК, ИННК, УКК/СО). При этом, исследования необходимо проводить в скважинах, где продуктивные пласты изучаемого объекта не вскрыты перфорацией. Достоверность определения текущей нефтегазонасыщенности, ГВК и ВНК против перфорированных пластов-коллекторов снижается из-за искажающего влияния пристволенной зоны пласта на показания зондов ИНК.

Информативность исследований против перфорированных пластов может быть повышена только при комплексных исследованиях методов ИННК с исследованиями по определению профиля притока и состава поступающей жидкости при работе скважины, данных о текущем техническом состоянии колонны и заколонного пространства. Для выделения зон обводненных от нагнетания исследования ИННК необходимо проводить в комплексе с исследованиями термометрии.

При интерпретации указанных методов для определения зон, обводненных в процессе разработки должны учитываться данные ГИС открытого ствола.

Контроль за текущим положением ВНК

Контроль перемещения ВНК проводят, сравнивая текущее положение контактов с существовавшим в начале разработки. Положения ВНК определяют методами КС, БК и ИК по снижению УЭС в специальных оценочных или еще необсаженных эксплуатационных скважинах. В обсаженных скважинах положение контактов контролируется с помощью стационарных и импульсных нейтронных методов.

Рекомендуется проводить промыслово-геофизические исследования скважин (в открытом и закрытом стволе) в комплексе с гидродинамическими и физико-химическими методами исследования, комплексное использование которых, позволяет получать достаточно достоверную информацию, необходимую для управления процессами разработки.

В зависимости от ситуации, возникшей в скважине в процессе ее работы, все типовые комплексы геофизических исследований скважин подлежат уточнению с представителями геолого - технической службы сервисного геофизического предприятия.

9.1.4 Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Контроль за состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования на месторождении Октябрьское необходимо осуществлять как путем определения параметров их работы, так и при непосредственном их обследовании со спуском скважинных глубинных приборов.

При контроле за эксплуатацией добывающих скважин необходимо проводить регулярный замер дебитов жидкости и нефти, определять обводнённость продукции, газовый фактор, содержание механических примесей, фиксировать параметры устьевых, затрубных и межколонных давлений, положения динамического уровня, по результатам которых намечаются геолого-технические мероприятия и корректируется режим эксплуатации скважин для обеспечения бесперебойной добычи.

При контроле за эксплуатацией нагнетательных скважин необходимо осуществлять постоянный контроль их приемистости, давления нагнетания и охвата пластов заводнением по толщине.

Для контроля за эксплуатацией, а также учета добываемой продукции и выполняемых геолого-технических мероприятий, недропользователем ведется и хранится на протяжении всего периода операций по недропользованию следующая документация по месторождению в электронном и бумажном формате:

1. ежесуточный и ежемесячный рапорт по учету (измерению) добытой нефти, газа и воды по месторождению;
2. технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин;
3. файл учета проводимых КРС и ПРС;
4. файл учета ГТМ;
5. файл учета проведения геофизических исследований и др.

Добыча продукции на месторождении осуществляется штанговыми насосами. Основными контролируемыми параметрами для СШНУ являются подача штангового насоса, частота оборотов двигателя, расход электроэнергии, давление в выкидной линии, дебит жидкости.

Надёжная и безаварийная работа станка-качалки достигается за счёт правильного подбора оборудования, которая зависит от режима эксплуатации скважины, качественного выполнения монтажных работ, точного уравнивания, своевременного проведения профилактических ремонтов и смазки.

Контроль технического состояния наземного и подземного оборудования является обязательным для выявления и своевременного устранения неисправностей. Данные о техническом состоянии скважин необходимо использовать при проведении внутрискважинных мероприятий и планово-предупредительных ремонтах.

За работой станка-качалки, состоянием устьевого оборудования и подачей жидкости бригада по добыче нефти ведёт ежедневное наблюдение. В первые дни эксплуатации после пуска станка-качалки систематически контролируется состояние сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, уравнивание, натяжение ремней, отсутствие течи масла в редукторе, соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка. Во время обхода скважины и осмотра оборудования оператор обязан:

- проверить состояние сальникового уплотнения устьевого штока;
- проверить исправность станции управления, исправность заземления;
- проверить работу механизма штанговращателя, состояние канатной подвески;
- проверить клиноременную передачу, уравновешенность станка-качалки и центровку устьевого штока;
- проверить состояние кривошипно-шатунного механизма и редуктора станка-качалки;
- осмотреть крепление электродвигателя, редуктора и стойки к раме станка-качалки, а также траверсы к балансиру;
- еженедельно проверять уровень масла в редукторе, смазывать узлы станка-качалки и редуктора;
- не допускать и своевременно ликвидировать пропуски нефти и газа через фланцевые и резьбовые соединения обвязки устья и нефтегазопровода.

Более сложные работы выполняются силами бригады по ремонту наземного оборудования в аварийном порядке. К ним относятся; замена или дополнительное крепление пальца кривошипа, замена канатной подвески и устьевого сальникового штока, ремней, электродвигателя или его шкива и изменение длины хода устьевого сальникового штока.

Современные системы управления позволяют контролировать ключевые параметры работы и осуществлять выполнение следующих функций:

- дистанционное включение и отключение электродвигателя, контроль состояния электродвигателя и станка-качалки;
- обеспечение функций защиты электродвигателя по срабатыванию термореле, отсутствию одной из фаз, недопустимых отклонений напряжения в питающей сети;

- передача сообщения об отсутствии напряжения питания, автономная работа при отсутствии связи с диспетчерским пунктом с сохранением параметров;
- автоматическое получение динамограммы с помощью которого фиксируется нагрузка на полированный шток и определяются причины отклонений от штатной работы;
- автоматическая остановка скважины на накопление при срыве подачи;
- изменение периода качания станка-качалки, учет времени работы скважины.

При периодическом контроле за работой СШНУ в соответствии с паспортными рекомендациями необходимо осуществлять замену масла в редукторе, замену уплотнений в сальниковой коробке и смазку механизмов.

Зафиксированные данные о работе скважин за весь период эксплуатации могут служить исходным материалом при установлении оптимального режима работы, как данной скважины, так и других скважин, находящихся в аналогичных условиях, а также позволяют правильно вести разработку всего месторождения в целом.

10 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Сущность вопросов охраны окружающей среды состоит в обеспечении рационального использования природных ресурсов и безопасном ведении работ на разных стадиях разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Планирование мероприятий по охране окружающей среды осуществляется инициатором хозяйственной деятельности. Мероприятия по охране недр и окружающей среды в совокупности с оценкой воздействия разработки месторождения на объекты окружающей среды – атмосферу, поверхностную гидросферу, подземные воды, флору, фауну, должны обеспечить формирование системы экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства в окружающую среду в районе разработки месторождения.

В настоящей главе представлены основные мероприятия по снижению возможного влияния на компоненты окружающей среды (ОС) при реализации «Проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.».

Детальный анализ всех аспектов воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду представлен отдельной книгой в экологической оценке к «Проекту разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.», в которой подробно рассмотрены предварительные качественные и количественные характеристики воздействия на компоненты окружающей среды, а также определены потенциально возможные направления изменений в компонентах окружающей и социально-экономической среды и вызываемых ими последствий, в жизни общества и окружающей среды.[1-8].

10.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение Октябрьское находится на территории Курмангазинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Курмангазы в 80 км к юго-западу и Зинеден (Забурунье) в 35 км к северо-востоку, а также железнодорожная станция Исатай, находящаяся в 29 км от месторождения. Областной центр город Атырау находится на расстоянии 230 км к северо-востоку. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам. Связь с населенными пунктами и промыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам, а с областным центром по автотрассе Атырау-Астрахань. В орографическом отношении, площадь представляет собой недавнее дно Каспийского моря и приурочена к поверхности обширной морской хвалынской равнины.

Поверхность равнины сложена солончаками и песками с обилием ракушки. Высотные отметки рельефа на описываемой площади колеблются в пределах от минус 27 до минус 14 метров над уровнем моря. Район расположения проектируемых работ, в экономическом отношении развит слабо. Население занимается животноводством, рыболовством и выращиванием бахчевых культур. Базы материально-технического обслуживания расположены в окрестностях города Атырау и в поселке Курмангазы.

Район очень беден в отношении полезных ископаемых, незначительное количество которых составляет нефть. Месторождение Октябрьское расположено в 9,6 км к северу от Каспийского моря.

10.2 Краткая характеристика климатических условий района

Метеорологический режим исследуемой территории представлены данными наблюдений на метеостанции Ганюшкино, как наиболее близко расположенной метеостанции.

Температура воздуха

Среднегодовая температура воздуха над Северным Каспием находится в пределах от 10,5 до 11,5°C. В наиболее суровые зимы морозы достигают минус 30°C. Весной температура воздуха быстро повышается, и к концу сезона средняя месячная температура составляет от 16 до 18°C. Летом средняя месячная температура воздуха повсеместно составляет от 22 до 26°C, а наибольшая – от 35 до 40°C.

В начале осени еще сохраняется летний характер погоды, но к середине сезона она становится неустойчивой. Температура воздуха понижается (особенно заметно – на севере моря), и увеличивается ее контрастность. Средняя температура октября составляет от 0 до 3°C.

В теплое время термическое поле достаточно сглажено, и температурные контрасты выражены слабо. Большую часть года (с конца августа по апрель) средняя температура воздуха над открытым морем выше, чем на побережье, и лишь во вторую половину весны и летом ее распределение изменяется на обратное.

В районе расположения проектируемых работ среднегодовая температура воздуха находится в пределах от 9,7 до 11,1°C.

В самый холодный период (январь) средние месячные значения температур воздуха колеблются от минус 4°C до минус 8°C, испытывая понижения ночью до минус 16°C и повышения днем до минус 2°C. Здесь температура воздуха ниже минус 10°C держится в среднем около 5-10 дней, максимально - около месяца.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль) колеблется в пределах 21,8-26,3°C, претерпевая днем увеличение до 30-33°C, а ночью понижение до 18-20°C. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца – 13°C.

Абсолютная максимальная температура воздуха – 40°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше 10°C - от 170 до 180 дней.

Влажность воздуха

Относительная влажность в северной части Каспийского моря сравнительно невелика: средняя за лето – 44 %, средняя за год – 56 %. Весной, осенью и особенно зимой

относительная влажность северных берегов моря увеличивается до 60-80 %, а в отдельных местах – до 90 %.

Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 68 % (метеостанция Ганюшкино). Максимальная относительная влажность достигает в ноябре-декабре (75-89 %), а минимальная (48 %) - в июне.

Атмосферные осадки

Режим осадков на побережье Каспийского моря зависит, в первую очередь, от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс, а также от особенностей рельефа Каспийского побережья.

Количество осадков составляет от 160 до 200 мм в год, в дождливые годы оно возрастает до 365 мм. Осадки выпадают главным образом в виде дождя.

Снег бывает только с ноября по март. На Северном Каспии в январе-феврале в связи с наличием ледяного покрова испарение практически прекращается, а в северо-восточном районе сменяется обратным процессом – конденсацией. В эти месяцы на Северном Каспии количество осадков несколько превышает испарение.

Водный баланс Каспийского моря определяется в основном речным стоком и осадками (приходная часть) и испарением (расходная часть).

Снежный покров

Снежный покров в среднем удерживается с 1 января по 6 марта. Первые заморозки наступают в среднем в 9-10 ноября. Средняя многолетняя высота снежного покрова достигает до 8 см. Для района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Ветровой режим

Ветровой режим в различных частях моря неодинаков. Условной границей между областями с разным ветровым режимом можно считать линию, проходящую от острова Чечень к Форту-Шевченко. К северу от этой линии распределение атмосферного давления и ветров имеет четко выраженный сезонный характер и почти целиком зависит от распределения центров действия атмосферы.

Летом в Северном Каспии преобладают северные, северо-восточные и восточные ветры. Средняя скорость ветра в течение года составляет от 3 до 7 м/с. Сильные ветры наблюдаются с октября по апрель.

Повторяемость штормов в открытом море в течение года не превышает 5 %. Среднее годовое число дней со штормами на побережье – от 24 до 32.

Средняя месячная скорость ветра в течение года изменяется незначительно от 2,8 до 5,4 м/с (метеостанция Ганюшкино).

Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в зимне-весеннее время. Скорости ветра 10 м/с и более отмечаются во все сезоны года, но с наибольшей повторяемостью зимой.

Средняя повторяемость направлений ветра по данным метеостанции Ганюшкино представлена в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 - Месторождение Октябрьское. Средняя повторяемость направлений ветра

Многолетняя роза ветров, %	м/с Ганюшкино
С	8
СВ	11
В	24
ЮВ	14
Ю	9
ЮЗ	11
З	13
СЗ	10
Штиль	21
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость, которой составляет 5 %, м/с	12

10.3 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

В период разработки месторождения Октябрьское основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Сокращение объемов выбросов и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом плановых, технологических и специальных мероприятий. Плановые мероприятия влияют на уменьшение воздействия выбросов предприятия на жилые территории. Месторождение находится на значительном расстоянии от ближайших населенных пунктов.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снизить негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;

- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и

аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

10.3.1 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) на месторождении являются: пыльные бури; штормовой ветер; штиль; температурная инверсия; высокая относительная влажность (выше 70 %).

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

10.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Источниками водоснабжения на месторождении Октябрьское ТОО «Светланд-Ойл» являются:

- техническая вода - из скважины;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая - привозная бутилированная вода по договору.

Качество питьевой воды должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 [9]. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Безопасность и качество воды бутилированной питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.). [10].

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса ТОО «Светланд-Ойл» образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Производственные сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций, также будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию, согласно договору, который будет заключен после проведения тендера.

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении

производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Сточные воды, образующиеся при бурении скважин, сливаются в шламовые емкости и вывозятся сторонней организацией.

Дренажные воды от оборудования, протечки и ливневый сток с промплощадок собираются в дренажные емкости, которые по мере необходимости опорожняются и содержимое вывозится для утилизации сторонней организацией.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и септики для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропускками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- 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;

- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

10.5 Природоохранные мероприятия по сохранению недр

На стадии разработки месторождения Октябрьское воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

10.6 Мероприятия по уменьшению вредного воздействия отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Октябрьское налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

Согласно статье 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении Октябрьское сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению. В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на

территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

10.7 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур,

защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

10.8 Радиационная безопасность

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;

При добыче нефти и газа на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на контрактной территории позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование технологического оборудования и производственной территории.

10.9 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс.

Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении Октябрьское необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие,

сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаящих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

С целью снижения негативного воздействия, должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится по отдельным, специально разрабатываемым проектам. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт. При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума. С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

10.10 Мероприятия по охране растительного и животного мира

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения Октябрьское будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин.

3. Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировки нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на участке будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении Октябрьское, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;

- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

10.11 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащённости и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на

каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

10.12 Заключение

При реализации проектных решений на месторождении Октябрьское, важнейшими экологическими аспектами являются: охрана атмосферного воздуха, водных ресурсов, недр, охрана почвенных и растительных ресурсов, охрана животного мира, охрана природной среды при хранении и утилизации отходов производства, радиационный контроль.

Рекомендуемые природоохранные мероприятия в совокупности с оценкой воздействия разработки участка недр на компоненты окружающей среды формируют систему экологических показателей, позволяющих объективно отразить всю совокупность последствий техногенного вмешательства и уменьшить воздействие на объекты окружающей среды в районе рассматриваемого участка.

Тщательное выполнение природоохранных мероприятий позволит своевременно выявить, устранить или свести к минимуму воздействие на окружающую среду и обеспечить экологическую безопасность месторождения и его объектов.

Таким образом, при соблюдении норм технической и экологической безопасности при реализации проектных решений не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения Октябрьское

11 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На месторождении пробуренными скважинами установлена нефтегазоносность меловых (аптский, I и II неокомские горизонты) и среднеюрских (I и II келловейские горизонты) отложений. Залежи нефти и газа пластовые, присводовые, тектонически и литологически экранированные.

В 2021 году компанией ТОО «Тат-Арка» проведены сейсморазведочные работы методом 3Д с площадью исследования 10,48 кв. км. В том же году ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» составлен отчет «О результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных в пределах контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» на месторождении Октябрьское». В результате проведенных работ структурно-тектоническая модель месторождения Октябрьское значительно уточнилась.

В 2022 году была закончена бурением скважина 112, в которой отобран и исследован керн и проведено опробование продуктивных горизонтов.

В 2023 г. в работе [28] был проведен анализ проведенных работ. По результатам обработки материалов сейсморазведки, ГИС, бурения, опробования скважин, кернового материала, шлама и проб нефти и газа, были построены карты и разрезы, характеризующие геологическую модель месторождения Октябрьское и выделенные в его пределах залежи углеводородов. По имеющимся данным были обоснованы подсчетные параметры и произведен пересчет запасов нефти, растворенного в нефти и свободного газа, по категориям А, В, С1 и С2. Запасы утверждены Протоколом ГКЗ РК № 2601-23-У от 05.10.2023 г.

Принимая во внимание рекомендации согласно протоколам ГКЗ и ЦКРР, для дальнейшего доизучения месторождения недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- продолжить работы по изучению запасов, оцененных по категории С₂;
- продолжить работы по изучению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов. На ранее отобранном (находящемся на хранении) керновом материале необходимо проведение специальных исследований, в частности, проведение экспериментов по Квыт и ОФП для юрских отложений;
- в эксплуатационных скважинах необходимо проведение промыслово-геофизических методов, направленных на контроль за процессом эксплуатации продуктивных горизонтов, в частности рекомендуется продолжить систематические исследования прибором PLT;

- продолжить отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида (в частности по аптскому и неокомским горизонтам) для уточнения флюидалльной модели.

Часть запасов, оцененных по категории С₂, рекомендуется доразведать за счет бурения эксплуатационно-оценочной скважины 115, местоположение которой заложено в южном направлении от скважины 111 на расстоянии 175 м. Проектная глубина - 1050 м.

Скважина 115 является проектной добывающей скважиной на I эксплуатационный объект рекомендуемого варианта разработки. Рекомендуется произвести бурение скважины 115 со вскрытием II эксплуатационного объекта. В скважине 115 рекомендуется в соответствии с действующим законодательством провести полный комплекс мероприятий по изучению (отбор керна, проведение опробования, отбор проб флюидов).

В случае обнаружения новых залежей углеводородов или перспективных объектов на получение нефти или газа в результате бурения скважины, предусмотреть их испытание с целью оценки и доизучения месторождения на срок не превышающий 90 дней для каждого объекта испытания и исследовать компонентный состав углеводородов, а также провести гидродинамические исследования для определения добывных возможностей скважины.

В случае обнаружения газовых залежей, сжигание сырого газа при испытании объектов в скважине допускается в соответствии с утвержденным и получившим положительные заключения экспертиз (предусмотренных Кодексом и иными законами Республики Казахстан) базовым проектным документом для проведения операций по недропользованию, или анализом разработки на срок, предусмотренный утвержденным заявителем планом испытания объектов скважин, не превышающий девяносто дней для каждого объекта скважины.

12 РАСЧЕТ РАЗМЕРА СУММЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Ликвидация последствий недропользования в соответствии с требованиями действующих законодательных документов РК сопровождается значительными финансовыми затратами, что обуславливает создание специального фонда уже в ходе эксплуатации месторождения. Согласно статье 55, Кодекса РК «О недрах и недропользовании» ликвидация проводится за счет недропользователя. Обеспечение исполнения обязательства по ликвидации последствий недропользования осуществляется в пользу Республики Казахстан. Исполнение недропользователем обязательств по ликвидации последствий недропользования обеспечивается залогом банковского вклада.

Ликвидация последствий недропользования является комплекс мероприятий, проводимых с целью приведения производственных объектов и земельных участков в состояние, обеспечивающее безопасность жизни и здоровья населения, охраны окружающей среды в порядке, предусмотренном законодательством Республики Казахстан и подразумевает восстановление структуры территории и окружающей среды до первоначального состояния.

Таким образом, в разряд работ по ликвидации последствий деятельности попадают следующие мероприятия:

- ликвидация скважин;
- демонтаж трубопроводов;
- демонтаж ёмкостей;
- демонтаж насосов;
- демонтаж наземного обустройства;
- демонтаж промысловых объектов;
- демонтаж вахтового комплекса;
- демонтаж линий электропередач;
- демонтаж комплектной трансформаторной подстанции;
- демонтаж дизельной электростанции;
- рекультивация.

Стоимость ликвидационных работ по месторождению Октябрьское приведена в таблице 12.1

Таблица 12.1 – Месторождение Октябрьское. Стоимость ликвидационных работ

№	Направления затрат	Единицы измерения	Сметная стоимость
1	2	3	4
	Затраты на подготовительные работы по территории строительства		
1	Техническая рекультивация нарушенных земель	тыс. тенге	2 100,00
	Итого по главе	тыс. тенге	2 100,00
	Основные объекты демонтажа		
1	Ликвидация добывающих скважин	тыс. тенге	103 234,38
2	Демонтаж трубопроводов	тыс. тенге	5 652,59
3	Демонтаж емкостей	тыс. тенге	5 752,38
4	Демонтаж насосов	тыс. тенге	1 349,82
5	Демонтаж наземного обустройства	тыс. тенге	3 007,46
6	Демонтаж промысловых объектов	тыс. тенге	9 495,24
	Итого по главе	тыс. тенге	128 491,87
	Объекты подсобного и обслуживающего назначения		
1	Демонтаж вахтового комплекса	тыс. тенге	2 671,80
	Итого по главе	тыс. тенге	2 671,80
	Объекты энергетического хозяйства		
1	Демонтаж линий электропередач	тыс. тенге	8 706,06
2	Демонтаж комплектной трансформаторной подстанции (КТП 250 кВА)	тыс. тенге	331,55
3	Демонтаж дизельной электростанции (ДЭС)	тыс. тенге	2 593,76
	Итого по главе	тыс. тенге	11 631,38
	Итого по главам	тыс. тенге	142 223,25
	Временные здания и сооружения		
1	Временные здания и сооружения 2,88%	тыс. тенге	3 982,25
	Итого по главе	тыс. тенге	3 982,25
	Итого по главам	тыс. тенге	146 205,50
	Дополнительные затраты на строительство		
1	Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ связанные с климатическими условиями температурной зоны стройки 3,024%	тыс. тенге	4 421,25
	Итого по главе	тыс. тенге	4 421,25
	Итого по главам	тыс. тенге	150 626,75
	Непредвиденные работы и затраты	тыс. тенге	3 012,54
	Итого сметная стоимость, без учета НДС	тыс. тенге	153 639,29
	Налог на добавленную стоимость (НДС)	тыс. тенге	18 436,71
	Всего сметная стоимость, с учетом НДС	тыс. тенге	172 076,00

Общая сметная стоимость ликвидационных работ, без учета НДС, составит – 153 639,29 тыс.тенге.

Проектируемый суммарный объем добычи нефти за лицензионный период (2023-2026 гг.) составит – 51,0 тыс.тонн.

Для определения ежегодных отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования, был использован удельный норматив на добычу одной тонны нефти, представляющий собой отношение затрат на ликвидацию объектов недропользования к суммарному проектируемому объему добычи нефти за лицензионный период.

Расчет базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования приведен в таблице 12.2

Таблица 12.2 – Месторождение Октябрьское. Определение базового норматива отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования

Показатели	Ед. измерения	Значение
Всего сметная стоимость, с учетом НДС	тыс.тенге	172 076
Всего сметная стоимость, без учета НДС	тыс.тенге	153 639
Накопленная сумма отчислений для ликвидации последствий недропользования	тыс.тенге	130 343
Итого сумма отчислений	тыс.тенге	23 296
Проектируемая суммарная добыча нефти за лицензионный период (2023-2026 гг.)	тыс.тонн	51,0
Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования	тенге/тонну нефти	456,54

Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования составит – 456,54 тенге/тонну нефти.

В таблице 12.3 приведен расчет объема отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования по годам.

Таблица 12.3 – Месторождение Октябрьское. Расчет объема отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования

Годы	Проектируемый уровень добычи нефти тыс.тонн	Норматив отчислений для обеспечения ликвидации последствий недропользования тенге/тонну добычи	Планируемые отчисления для обеспечения ликвидации последствий недропользования тыс.тенге
2023	12,8	456,54	5 849,0
2024	13,1	456,54	5 980,1
2025	13,3	456,54	6 058,6
2026	11,8	456,54	5 408,6
Итого	51,0		23 296,3

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ***а) Опубликованная литература***

1. Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений», Москва, «Недра», 1989г.
2. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Лысенко В.Д., Москва, 1987г.
3. Лысенко В.Д. Оптимизация разработки нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1991г.
4. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. Москва, Недра, 1993г.
5. Разработка нефтяных месторождений Проектирование и Анализ. В.Д. Лысенко Москва «Недра» 2003г.
6. Рациональная разработка нефтяных месторождений. В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер Москва «Недра» 2005г.
7. «Справочник по нефтепромысловой геологии», Москва, «Недра», 1981г.
8. «Единые правила охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в РК», утвержденные Постановлением №1019 правительства РК от 21.07.1999г.
9. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018г., №239.
10. «Методические рекомендации по проведению анализа разработки нефтяных и нефтегазовых и газоконденсатных месторождений», утвержденные приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 24 августа 2018г. №329.
11. РД 153-39.0-072-01.Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. МЭ РФ, М, 2001 г.
12. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений РД 153-39.0-109-01, Москва, 2002 г.
13. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности, утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.
14. СТ РК 1746-2008. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин, Астана, 2008 г.

б) Фондовая литература

15. «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по месторождению Октябрьское Махамбетского района Гурьевской области Казахской ССР по состоянию на 1.12.1975г.», г. Гурьев, 1975г.
16. «Дополнительная записка к Технологической схеме разработки месторождения Октябрьское», г. Гурьев, ЦНИЛ ПО «Эмбанефть», 1993г.
17. «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию на 01.01.2003 г.», г. Атырау, 2004г.
18. «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Октябрьское», г. Атырау, 2006г.
19. «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию на 02.01.2015г. (Протокол ГКЗ РК №1612-15-У от 03.11.2015г.)
20. «Анализ разработки месторождения Октябрьское», утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования Протоколом №27-5-122-И от 19.01.2016г.
21. «Перераспределение запасов нефти и газа месторождения Октябрьское в пределах горного отвода №261 Д-УВС от 16.11.2017 по состоянию изученности на 02.01.2017» утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования Протоколом №1809-5-17-У от 28.04.2017г.
22. «Анализ разработки месторождения Октябрьское», утвержденный МИР РК Комитетом геологии и недропользования Протоколом №27-5-1742-И от 31.08.2017г.
23. «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское по состоянию на 02.01.2019г.» (Протокол ГКЗ РК № 2117-19-У от 20.11.2019г.);
24. «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019г.», который был утвержден ЦКРР РК (Протокол № 1/2 от 24.06.2020г.).
25. Специальный анализ керна из скважины 111 месторождение Октябрьское, ТОО Компания «Жахан» 2018 г.
26. «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.06.2021 г.».
27. «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», где уточнены технологические показатели разработки и приняты на 2022-2023 гг. (протокол ЦКРР РК №34/11 от 24.11.2022 г.).
28. «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.23 г.) на основании договора №197 от 06.06.2022 г. между ТОО «Светланд-Ойл» и АО «НИПИнефтегаз»

29. Отчет. Результаты лабораторного исследования керна. Месторождение Октябрьское, скважина 112. АО «НИПИнефтегаз», г. Актау, 2022 г.
30. «Программа развития переработки (утилизации) попутного газа месторождения Октябрьское», 2011 г.
31. Письмо №17-05/927-КГН от 28.04.2011 г.
32. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.
33. Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193-IV от 18.09.2009 г. (с последними изменениями и дополнениями).
34. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 г. (с последними изменениями и дополнениями).
35. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 г. (с последними изменениями и дополнениями).
36. «Программа производственного экологического контроля окружающей среды на объектах ТОО «Светланд-Ойл» (месторождение Октябрьское и ПСН) на 2017 - 2021 гг.
37. «Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
38. Отчет об охране атмосферного воздуха за 2018 - 2021 гг. формы 2-ТП (воздух).
39. Отчеты о выполнении Плана природоохранных мероприятий за 1-4 кв. 2017-2021 гг. и 1-2 кварталы 2022 г.
40. Отчеты по производственному экологическому контролю за 1-4 кв. 2017-2021 гг. и 1-2 кварталы 2022 г. ТОО «Светланд-Ойл» (месторождения Октябрьское, ПСН Забурунье).
41. ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».
42. Информация по отходам ТОО «Светланд-Ойл» за 2017-2021 гг. и 1-2 кварталы 2022 г.
43. Информация по водопотреблению и водоотведению ТОО «Светланд-Ойл» за 2017-2021 гг. и 1-2 кварталы 2022 г.
44. Закон РК «О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года № 291-IV ЗРК.
45. «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» № 261 от 27.03.15 г.

ТАБЛИЧНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

ТП 1 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации/ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	17	0	0	0	0	10	10	1	1	3,1	16,3	146,6
2024	1	1	0	18	0	0	0	0	11	11	1	1	2,9	16,4	166,4
2025	1	1	0	19	0	0	0	0	12	12	1	1	2,7	16,6	187,7
2026	0	0	0	19	2	1	0	0	13	13	1	1	2,5	16,9	182,7
2027	0	0	0	19	2	0	0	0	13	13	1	1	2,3	17,3	170,2
2028	0	0	0	19	2	1	0	0	14	14	1	1	2,2	17,8	174,4
2029	0	0	0	19	1	0	0	0	14	14	1	1	2,0	18,3	170,7
2030	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,8	18,9	178,1
2031	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,7	19,4	185,6
2032	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,6	20,0	193,2
2033	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,4	20,6	200,8
2034	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,3	21,2	208,6
2035	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,2	21,9	216,4
2036	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,1	22,5	224,3
2037	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	1,0	23,2	232,3
2038	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	0,9	23,9	240,5
2039	0	0	0	19	0	0	0	0	14	14	1	1	0,9	24,6	248,9

ТП 2 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,8	2,7	9,1	338	72,4	34,9	70,8	70,8	1470	1470	81,9	50,8	458,9	31	0,19	4,0
2024	13,1	2,8	10,2	351	75,2	36,3	78,9	78,9	1549	1549	83,4	57,7	517	33	0,20	4,2
2025	13,3	2,8	11,5	364	78,1	37,6	87,5	87,5	1636	1636	84,8	65,1	582	36	0,20	4,4
2026	11,8	2,5	11,6	376	80,6	38,9	84,1	84,1	1720	1720	85,9	63,4	645	38	0,17	4,6
2027	10,2	2,2	11,3	386	82,8	39,9	77,5	77,5	1798	1798	86,9	59,0	704	39	0,14	4,7
2028	9,6	2,1	12,0	396	84,9	40,9	78,5	78,5	1876	1876	87,8	60,5	765	41	0,13	4,9
2029	8,5	1,8	12,0	404	86,7	41,8	75,9	75,9	1952	1952	88,8	59,2	824	42	0,11	5,0
2030	7,8	1,7	12,6	412	88,4	42,6	78,2	78,2	2030	2030	90,0	61,8	886	44	0,10	5,1
2031	7,2	1,5	13,2	419	89,9	43,3	80,6	80,6	2111	2111	91,1	64,4	950	45	0,09	5,2
2032	6,6	1,4	14,0	426	91,3	44,0	83,0	83,0	2194	2194	92,0	67,0	1017	46	0,09	5,2
2033	6,1	1,3	15,0	432	92,6	44,6	85,5	85,5	2279	2279	92,9	69,6	1087	48	0,08	5,3
2034	5,6	1,2	16,2	438	93,8	45,2	88,0	88,0	2367	2367	93,7	72,3	1159	49	0,07	5,4
2035	5,1	1,1	17,8	443	94,9	45,7	90,7	90,7	2458	2458	94,3	75,0	1234	50	0,07	5,5
2036	4,7	1,0	19,9	447	95,9	46,2	93,4	93,4	2551	2551	94,9	77,8	1312	51	0,06	5,5
2037	4,4	0,9	22,9	452	96,9	46,7	96,2	96,2	2648	2648	95,5	80,6	1392	53	0,06	5,6
2038	4,0	0,9	27,3	456	97,7	47,1	99,1	99,1	2747	2747	96,0	83,4	1476	54	0,05	5,6
2039	3,7	0,8	34,6	460	98,5	47,5	102,1	102,1	2849	2849	96,4	86,3	1562	55	0,05	5,7

ТП 3 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.с др.объекты	Вывод из ликвидации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	6	0	0	0	0	1	1	0	0	2,10	9,7	0
2024	0	0	0	6	0	0	0	0	1	1	0	0	1,95	9,8	0
2025	0	0	0	6	0	0	0	0	1	1	0	0	1,81	9,9	0
2026	0	0	0	6	2	1	0	0	4	4	0	0	1,75	10,0	0
2027	0	0	0	6	2	0	0	0	6	6	0	0	1,70	10,2	0
2028	0	0	0	6	2	0	0	0	8	8	0	0	1,60	10,4	0
2029	0	0	0	6	1	0	0	0	9	9	0	0	1,47	10,7	0
2030	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	1,35	11,0	0
2031	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	1,25	11,3	0
2032	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	1,15	11,7	0
2033	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	1,05	12,0	0
2034	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,97	12,4	0
2035	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,89	12,8	0
2036	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,82	13,1	0
2037	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,76	13,5	0
2038	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,69	13,9	0
2039	0	0	0	6	0	0	0	0	9	9	0	0	0,64	14,4	0

ТП 4 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	0,690	0,9	1,3	26	34,0	9,3	3,4	3,4	86	86	79,5	0,0	0	0	0,01	0,27
2024	0,640	0,8	1,3	27	34,9	9,5	3,4	3,4	90	90	81,2	0,0	0	0	0,01	0,28
2025	0,594	0,8	1,2	28	35,6	9,7	3,4	3,4	93	93	82,7	0,0	0	0	0,01	0,29
2026	2,305	3,0	4,6	30	38,6	10,5	13,9	13,9	107	107	83,5	0,0	0	0	0,03	0,31
2027	3,354	4,3	7,1	33	42,9	11,7	21,3	21,3	128	128	84,2	0,0	0	0	0,04	0,35
2028	4,204	5,4	9,5	37	48,4	13,2	28,9	28,9	157	157	85,5	0,0	0	0	0,05	0,40
2029	4,351	5,6	10,9	42	54,0	14,7	33,4	33,4	191	191	87,0	0,0	0	0	0,05	0,44
2030	4,003	5,2	11,2	46	59,2	16,1	34,4	34,4	225	225	88,4	0,0	0	0	0,04	0,49
2031	3,682	4,8	11,6	49	63,9	17,4	35,4	35,4	260	260	89,6	0,0	0	0	0,04	0,53
2032	3,388	4,4	12,1	53	68,3	18,6	36,5	36,5	297	297	90,7	0,0	0	0	0,04	0,56
2033	3,117	4,0	12,7	56	72,3	19,7	37,5	37,5	334	334	91,7	0,0	0	0	0,03	0,60
2034	2,867	3,7	13,4	59	76,0	20,7	38,7	38,7	373	373	92,6	0,0	0	0	0,03	0,63
2035	2,638	3,4	14,2	61	79,4	21,6	39,8	39,8	413	413	93,4	0,0	0	0	0,03	0,66
2036	2,427	3,1	15,2	64	82,6	22,5	41,0	41,0	454	454	94,1	0,0	0	0	0,03	0,69
2037	2,233	2,9	16,5	66	85,5	23,3	42,3	42,3	496	496	94,7	0,0	0	0	0,02	0,71
2038	2,054	2,7	18,2	68	88,1	24,0	43,5	43,5	540	540	95,3	0,0	0	0	0,02	0,73
2039	1,890	2,4	20,5	70	90,5	24,7	44,8	44,8	585	585	95,8	0,0	0	0	0,02	0,75

ТП 5 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 1

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.на др.объекты	Вывод из консервации	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	11	0	0	0	0	9	9	1	1	4,1	22,8	146,6
2024	1	1	0	12	0	0	0	0	10	10	1	1	3,8	23,0	166,4
2025	1	1	0	13	0	0	0	0	11	11	1	1	3,5	23,3	187,7
2026	0	0	0	13	2	0	0	0	9	9	1	1	3,2	23,7	182,7
2027	0	0	0	13	2	0	0	0	7	7	1	1	3,0	24,4	170,2
2028	0	0	0	13	2	1	0	0	6	6	1	1	2,7	25,2	174,4
2029	0	0	0	13	1	0	0	0	5	5	1	1	2,5	25,9	170,7
2030	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,3	26,7	178,1
2031	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,1	27,5	185,6
2032	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	2,0	28,3	193,2
2033	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,8	29,2	200,8
2034	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,7	30,1	208,6
2035	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,5	31,0	216,4
2036	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,4	31,9	224,3
2037	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,3	32,8	232,3
2038	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,2	33,8	240,5
2039	0	0	0	13	0	0	0	0	5	5	1	1	1,1	34,8	248,9

ТП 6 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 1

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,1	3,1	13,5	312	80,1	45,6	67,4	67,4	1383	1383	82,0	50,8	459	75	0,18	3,75
2024	12,5	3,2	16,1	324	83,3	47,4	75,5	75,5	1459	1459	83,5	57,7	517	76	0,19	3,94
2025	12,7	3,3	19,5	337	86,5	49,2	84,0	84,0	1543	1543	84,9	65,1	582	77	0,19	4,13
2026	9,5	2,5	18,2	346	89,0	50,6	70,1	70,1	1613	1613	86,4	63,4	645	90	0,14	4,27
2027	6,8	1,8	15,9	353	90,7	51,6	56,2	56,2	1669	1669	87,8	59,0	704	105	0,10	4,38
2028	5,4	1,4	15,0	358	92,1	52,4	49,6	49,6	1719	1719	89,1	60,5	765	122	0,08	4,46
2029	4,1	1,1	13,5	363	93,2	53,0	42,6	42,6	1761	1761	90,3	59,2	824	139	0,06	4,52
2030	3,8	1,0	14,3	366	94,2	53,6	43,9	43,9	1805	1805	91,3	61,8	886	141	0,06	4,58
2031	3,5	0,9	15,4	370	95,1	54,1	45,2	45,2	1850	1850	92,3	64,4	950	143	0,05	4,63
2032	3,2	0,8	16,7	373	95,9	54,6	46,5	46,5	1897	1897	93,1	67,0	1017	144	0,05	4,68
2033	3,0	0,8	18,5	376	96,6	55,0	47,9	47,9	1945	1945	93,8	69,6	1087	145	0,04	4,72
2034	2,7	0,7	20,9	379	97,3	55,4	49,4	49,4	1994	1994	94,5	72,3	1159	147	0,04	4,76
2035	2,5	0,6	24,3	381	98,0	55,8	50,8	50,8	2045	2045	95,1	75,0	1234	148	0,04	4,80
2036	2,3	0,6	29,5	384	98,6	56,1	52,4	52,4	2097	2097	95,6	77,8	1312	149	0,03	4,84
2037	2,1	0,5	38,4	386	99,1	56,4	53,9	53,9	2151	2151	96,1	80,6	1392	149	0,03	4,87
2038	1,9	0,5	57,4	388	99,6	56,7	55,6	55,6	2207	2207	96,5	83,4	1476	150	0,03	4,90
2039	1,8	0,5	100	389	100	56,9	57,2	57,2	2264	2264	96,9	86,3	1562	151	0,03	4,93

ТП 7 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Переводы скв.	Вывод из консервации	Перевод скв.под нагнетание	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	1	1	0	18	0	0	0	0	0	11	11	1	1	3,2	16,3	153,3
2024	3	3	0	21	0	0	0	0	0	14	14	1	1	3,0	16,7	198,4
2025	2	2	0	23	0	0	0	0	0	16	16	1	1	2,8	17,1	241,8
2026	0	0	0	23	2	1	0	0	0	17	17	1	1	2,6	17,8	243,6
2027	0	0	0	23	2	0	0	0	0	17	17	1	1	2,4	18,6	238,3
2028	0	0	0	23	2	1	0	0	0	18	18	1	1	2,3	19,5	251,5
2029	0	0	0	23	1	0	0	0	0	18	18	1	1	2,1	20,5	255,8
2030	0	0	0	23	0	0	0	0	0	18	18	1	1	1,9	21,5	272,4
2031	0	0	0	23	0	0	0	0	0	18	18	1	1	1,8	22,6	289,5
2032	0	0	0	23	0	0	1	0	0	17	17	2	2	1,6	23,7	140,6
2033	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,5	24,9	149,0
2034	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,4	26,2	157,7
2035	0	0	0	23	0	0	0	0	0	17	17	2	2	1,3	27,5	166,8

ТП 8 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтегд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	13,6	2,9	9,6	339	72,6	35,0	74,2	74,2	1470	1470	81,6	53,2	461,2	31	0,20	4,0
2024	16,1	3,4	12,6	355	76,1	36,7	94,5	94,5	1565	1565	83,0	68,8	530	34	0,23	4,3
2025	17,5	3,7	15,6	372	79,8	38,5	113,0	113,0	1678	1678	84,6	83,8	614	37	0,26	4,5
2026	15,8	3,4	16,8	388	83,2	40,1	112,1	112,1	1790	1790	85,9	84,5	698	39	0,22	4,7
2027	13,8	3,0	17,6	402	86,1	41,5	108,0	108,0	1898	1898	87,2	82,6	781	41	0,19	4,9
2028	13,0	2,8	20,0	415	88,9	42,9	112,4	112,4	2010	2010	88,5	87,2	868	43	0,17	5,1
2029	11,6	2,5	22,5	426	91,4	44,1	112,8	112,8	2123	2123	89,7	88,7	957	45	0,15	5,2
2030	10,7	2,3	26,7	437	93,7	45,2	118,4	118,4	2242	2242	91,0	94,5	1051	47	0,14	5,4
2031	9,9	2,1	33,6	447	95,8	46,2	124,3	124,3	2366	2366	92,1	100,4	1152	49	0,13	5,5
2032	8,4	1,8	43,1	455	97,6	47,0	119,6	119,6	2485	2485	93,0	97,5	1249	50	0,11	5,6
2033	7,7	1,7	69,6	463	99,3	47,8	125,5	125,5	2611	2611	93,8	103,3	1353	52	0,10	5,7
2034	7,1	1,5		470	100,8	48,6	131,8	131,8	2743	2743	94,6	109,4	1462	53	0,09	5,8
2035	6,5	1,4		477	102,2	49,3	138,4	138,4	2881	2881	95,3	115,7	1578	55	0,08	5,9

ТП 9- Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.с др.объекты	Вывод из ликвидации	Перевод скв.под нагнет.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	1	1	0	7	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,3	9,9	0
2024	1	1	0	8	0	0	0	0	0	3	3	0	0	2,2	10,1	0
2025	0	0	0	8	0	0	0	0	0	3	3	0	0	2,0	10,3	0
2026	0	0	0	8	2	1	0	0	0	6	6	0	0	1,9	10,6	0
2027	0	0	0	8	2	0	0	0	0	8	8	0	0	1,8	11,0	0
2028	0	0	0	8	2	0	0	0	0	10	10	0	0	1,7	11,6	0
2029	0	0	0	8	1	0	0	0	0	11	11	0	0	1,6	12,2	0
2030	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,4	12,8	0
2031	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,3	13,4	0
2032	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,2	14,1	0
2033	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,1	14,8	0
2034	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,0	15,5	0
2035	0	0	0	8	0	0	0	0	0	11	11	0	0	1,0	16,3	0

ТП 10 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукци, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	1,511	2,0	2,9	27	35,1	9,6	6,8	6,8	87	87	77,9	0,0	0	0	0,02	0,27
2024	2,131	2,8	4,2	29	37,8	10,3	10,5	10,5	98	98	79,6	0,0	0	0	0,02	0,30
2025	1,982	2,6	4,1	31	40,4	11,0	10,7	10,7	108	108	81,5	0,0	0	0	0,02	0,32
2026	3,765	4,9	8,2	35	45,3	12,3	22,1	22,1	130	130	83,0	0,0	0	0	0,04	0,36
2027	4,719	6,1	11,1	40	51,4	14,0	30,6	30,6	161	161	84,6	0,0	0	0	0,05	0,41
2028	5,544	7,2	14,7	45	58,5	15,9	40,2	40,2	201	201	86,2	0,0	0	0	0,06	0,47
2029	5,672	7,3	17,7	51	65,9	17,9	46,4	46,4	248	248	87,8	0,0	0	0	0,06	0,53
2030	5,218	6,7	19,7	56	72,6	19,8	48,8	48,8	296	296	89,3	0,0	0	0	0,06	0,59
2031	4,801	6,2	22,6	61	78,8	21,5	51,2	51,2	348	348	90,6	0,0	0	0	0,05	0,65
2032	4,417	5,7	26,9	65	84,5	23,0	53,8	53,8	401	401	91,8	0,0	0	0	0,05	0,69
2033	4,063	5,2	33,9	69	89,8	24,4	56,4	56,4	458	458	92,8	0,0	0	0	0,04	0,74
2034	3,738	4,8	47,1	73	94,6	25,8	59,3	59,3	517	517	93,7	0,0	0	0	0,04	0,78
2035	3,439	4,4	82,0	77	99,0	27,0	62,2	62,2	579	579	94,5	0,0	0	0	0,04	0,82

ТП 11 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Перевод скв.на др.объекты	Вывод из консервации	Перевод скв.под нагнет.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину		Преимистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					всего	в т.ч. нагнет.	всего	действ.	всего	действ.	нефти, т/сут	жидк., т/сут	
2023	0	0	0	11	0	0	0	0	0	9	9	1	1	4,1	22,80	153,3
2024	2	2	0	13	0	0	0	0	0	11	11	1	1	3,9	23,26	198,4
2025	2	2	0	15	0	0	0	0	0	13	13	1	1	3,6	23,95	241,8
2026	0	0	0	15	2	0	0	0	0	11	11	1	1	3,3	24,91	243,6
2027	0	0	0	15	2	0	0	0	0	9	9	1	1	3,1	26,16	238,3
2028	0	0	0	15	2	1	0	0	0	8	8	1	1	2,8	27,47	251,5
2029	0	0	0	15	1	0	0	0	0	7	7	1	1	2,6	28,84	255,8
2030	0	0	0	15	0	0	0	0	0	7	7	1	1	2,4	30,28	272,4
2031	0	0	0	15	0	0	0	0	0	7	7	1	1	2,2	31,79	289,5
2032	0	0	0	15	0	0	1	0	0	6	6	2	2	2,0	33,38	140,6
2033	0	0	0	15	0	0	0	0	0	6	6	2	2	1,9	35,05	149,0
2034	0	0	0	15	0	0	0	0	0	6	6	2	2	1,7	36,81	157,7
2035	0	0	0	15	0	0	0	0	0	6	6	2	2	1,6	38,65	166,8

ТП 12 - Месторождение Октябрьское. Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м³		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.				год.	накоп.		годовая	накоп-ленная
2023	12,1	3,1	13,5	312	80,1	45,6	67,4	67,4	1383	1383	82,0	53,2	461	79	0,18	3,75
2024	13,9	3,6	18,0	326	83,7	47,6	84,0	84,0	1467	1467	83,4	68,8	530	82	0,21	3,96
2025	15,5	4,0	24,3	341	87,6	49,9	102,3	102,3	1570	1570	84,9	83,8	614	82	0,23	4,19
2026	12,0	3,1	25,0	353	90,7	51,6	90,0	90,0	1660	1660	86,6	84,5	698	94	0,18	4,38
2027	9,1	2,3	25,1	362	93,1	53,0	77,3	77,3	1737	1737	88,3	82,6	781	107	0,14	4,51
2028	7,4	1,9	27,4	370	95,0	54,0	72,2	72,2	1809	1809	89,7	87,2	868	121	0,11	4,62
2029	6,0	1,5	30,5	375	96,5	54,9	66,3	66,3	1876	1876	91,0	88,7	957	134	0,09	4,71
2030	5,5	1,4	40,3	381	97,9	55,7	69,6	69,6	1945	1945	92,1	94,5	1051	136	0,08	4,80
2031	5,1	1,3	62,1	386	99,2	56,5	73,1	73,1	2018	2018	93,1	100,4	1152	137	0,08	4,87
2032	4,0	1,0	129,0	390	100,2	57,0	65,8	65,8	2084	2084	93,9	97,5	1249	148	0,06	4,93
2033	3,7	0,9		394	101,2	57,6	69,1	69,1	2153	2153	94,7	103,3	1353	150	0,06	4,99
2034	3,4	0,9		397	102,0	58,1	72,5	72,5	2226	2226	95,4	109,4	1462	151	0,05	5,04
2035	3,1	0,8		400	102,8	58,5	76,2	76,2	2302	2302	95,9	115,7	1578	152	0,05	5,09

ТП 13 - Месторождение Октябрьское. Результаты интерпретации ГИС-к добывающих скважин

Скважины	Горизонт	Характеристика по ГИС в открытом стволе						Интервалы перфорации, м		Н перф	Результаты ГИС-к							Компания
		Интервалы коллектора, м		Нобщ	Кп	Кнг	Характер насыщ				Наруш.экс. колонны, заколон. циркуляции, аномалии ГК		Интервалы притока, м		Нраб	Кохв.1hraб/һэф		
		кров-ля	подош-ва	м	д.ед.	д.ед.		кров-ля	подош-ва	м	Дата исследования	кров-ля	подош-ва	м	д.ед.	д.ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
10		855	864	9,0	0,25	0,71	нефть	855	862	7	01.09.2009	не работает						
100	I-келловей	847,5	850,0	2,5	0,28	0,69	нефть	847	849	2	09-10.11.2007	847,0	847,6	0,6			Без признаков нефти	«Атырау Геоконтроль»
	I-келловей	854,1	860,7	6,6	0,28	0,72	нефть	854	858	4		854,6	855,0	0,4			Без признаков нефти	
	I-келловей											857,3	858,0	0,7			Без признаков нефти	
Итого				9,1						6,0				1,7	0,19	0,28		
101	I-келловей	859,2	863,9	4,7	0,27	0,74	нефть	858	861	3	17.03.2008	858,0	865,8	7,8	1,0	1,0	наблюдается признаки УВ	«Атырау Геоконтроль»
	I-келловей	834,8	846,5	11,7	0,33	0,87	нефть	835	845	10	22.09.2009	834,8	836,5	1,7			УВ	
	I-келловей	853,7	856,6	2,9	0,25	0,62	нефть					838,6	840,0	1,4			УВ	
	I-келловей	859,2	863,9	4,7	0,27	0,74	нефть	853	857	4		853,8	855,8	2,0			УВ	
	I-келловей							858	861	3		859,5	862,1	2,6			УВ	
Итого				24,0						20				15,5	0,65	0,78		
102	II-келловей	917,9	920,5	2,6	0,28	0,63	нефть				01.09.2008	918,6	919,7	1,1				«Атырау Геоконтроль»
	II-келловей	920,5	925,3	4,8	0,27	0,42	нефть				16.02.2013	924,0	926,5	2,5				
	II-келловей	925,3	929,7	4,4	0,29	0,09	вода											
Итого				11,8										3,6	0,31		сл. Приток	
102	II-келловей	917,9	920,5	2,6	0,28	0,63	нефть					916,5	918,5	2,0				«Атырау Геоконтроль»
Итого				2,6										2,0	0,77		сл. Работа	
104	I-келловей	857,9	860,0	2,1	0,24	0,50	нефть	857	863	6	06.06.2010	857,0	858,2	1,2				«Атырау Геоконтроль»
	I-келловей	860,0	863,6	3,6	0,24	0,62	нефть											
Итого				5,7						6				1,2	0,21	0,20		
104	I-келловей	857,9	860,0	2,1	0,24	0,50	нефть	857	863	6	06.09.2013	856,0	858,9	2,9				«Атырау Геоконтроль»
	I-келловей	860,0	863,6	3,6	0,24	0,62	нефть											
Итого				5,7						6				2,9	0,51	0,48		
104	Неоком-1	702,4	704,4	2,0	0,25	б/о	газ	702,5	704,5	2,0	04-05.05.2015	702,5	703,4	0,9			газ	«Атырау Геоконтроль»
	Неоком-1	704,9	707,8	2,9	0,25	0,47	газ	705,5	708,0	2,5		705,5	707,3	1,8			газ	
Итого				4,9						4,5				2,7	0,55	0,60		
105А	II-келловей	910,0	912,2	2,3	0,22	0,58	нефть	910,0	912,0	2,0	19-21.03.22	не работает						НефтьТехСервис-Казakhstan
	II-келловей	912,8	915,2	2,4	0,22	0,53	нефть	913,5	914,5	1,0	Заколонный переток снизу. Забой герметичен. РГХА в призабойной зоне.	913,5	914,5	1,0			вода	
Итого	II-келловей	910,0	915,2	4,7			н	910,0	914,5	3,0		913,5	914,5	1,0	0,21	0,33	в	
107	I-келловей	847,8	863	15,2	0,27	0,81	нефть	847,5	849,5	2,0	22-26.08.2018	847,9	849,9	2,0	0,13	1,0	нефть+вода	«Атырау Геоконтроль»

продолжение ТП 13

110	Неоком-1	711,3	718,4	7,1	0,31	0,85	нефть	711,0	718,0	7,0	22-24.09.20	711,0	712,5	1,5			газ+нефть	НефтьТехСервис- Казахстан							
											Герметичность забоя не определена	712,5	714,1	1,6			газ+нефть								
												714,1	716,6	2,5			вода								
												711,0	716,6	5,6	0,79	0,80	гнв								
Итого	Неоком-1	711,3	718,4	7,1			н	711,0	718,0	7,0															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19							
111	Неоком-1	735,9	737,1	1,2	0,30		вода	736,0	742,0	6,0	16-17.03.19	736,0	742,0	6,0			вода	УралНефтеГазСервис							
	Неоком-1	738,1	740,7	2,6	0,27		вода				РГХА в призабойной зоне. Заколонный переток в 742.0- 805.4 м.														
Итого	Неоком-1	735,9	740,7	3,8			в	736,0	742,0	6,0	Негерметичность колонны на отм. 797.8 м.								736,0	742,0	6,0	1,00	1,00	в	
111	неколлектор							908,0	914,0	6,0	не работает														
Итого								908,0	914,0	6,0															
116	II-келловей	936,5	937,5	1	0,22	0,52	нефть	937,0	939,0	2,0	03-04.06.21	не работает						НефтьТехСервис- Казахстан							
	II-келловей	937,9	938,8	0,9	0,22	0,5	нефть				Заколонный переток снизу. Забой герметичен														
	II-келловей	940,7	941,3	0,6	0,25	0,51	нефть	939,5	941,0	1,5							вода с пленкой нефти								
Итого	II-келловей	936,5	941,3	2,5			н	937,0	941,0	3,5	940,0	941,0	1,0	0,40	0,29		вода с пленкой нефти								

ТП 14 - Месторождение Октябрьское. Результаты интерпретации ИННК для определения текущей нефтенасыщенности

Скважины	Горизонт	ФЕС по ГИС в открытом стволе						Результаты исследований ИННК в обсаженном стволе					
		Интервал коллектора, м		Нэф, м	Кп, д.е.	Кнг нач., д.е.	Характер насыщения	Дата, метод	Интервал пласта, м		Н раб, м	Кнг тек., д.е.	Характер насыщения по данным ИННК
		кровля	подошва						кровля	подошва			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10	I-келовой	851,5	853,4	1,9	0,28	0,46	нефть	28.11.13 ИННК	851,8	854	2,2	0,16	обводнен, R-се исслед, возможно промыт в ближней зоне, перф
	I-келовой	855,0	864,0	9,0	0,25	0,71	нефть		855,2	862,7	7,5	0,11	обводнен, R-се исслед, возможно промыт в ближней зоне
									862,7	863	0,3		
10	I-келовой	851,5	853,4	1,9	0,28	0,46	нефть	16.01.14 ИННК	851,4	853,2	1,8		неясного характера насыщения, ствол размыт
	I-келовой	855,0	864,0	9,0	0,25	0,71	нефть		853,8	862,7	8,9	0,08	Неоднородный пласт обводнен с признаками УВ
	I-келовой	865,5	867,8	2,3	0,22	б/о	вода		862,7	868,1	5,4		водонасыщенный
	I-келовой	869,6	872,6	3,0	0,23	б/о	вода		869,2	872,9	3,7		водонасыщенный
	I-келовой	876,8	878,8	2,0	0,23	б/о	вода		876,6	877,8	1,2		водонасыщенный
	I-келовой	883,8	886,6	2,8	0,27	б/о	вода		881,9	886,4	4,5		водонасыщенный
	I-келовой	891,2	892,8	1,6	0,25	б/о	вода		889,9	892,6	2,7		водонасыщенный
	II-келовой	927,0	930,0	3,0	0,22	б/о	нефть		927	928,4	1,4	0,03	обводнен с признаками УВ, по КВ ствол размыт
									928,4	930,7	2,3	0	обводнен
	II-келовой	932,6	938,2	5,6	0,22	б/о	вода		932,2	937	4,8		водонасыщенный
	II-келовой	941,0	943,4	2,4	0,24	б/о	вода		938,1	944,1	6		водонасыщенный
100	I-келовой	847,5	850,0	2,5	0,28	0,69	нефть	09- 10.11.07 ИННК	847,3	849,7	2,4	0,14	Пласт обводнен
	I-келовой	850,0	852,3	2,3	0,26	0,48	нефть		849,7	852,2	2,5	0,3	Слабонефтенасыщенный
	I-келовой	854,1	860,7	6,6	0,28	0,72	нефть		854,2	860,4	6,2	0-0.40	Пласт обводнен, подошвенная часть обводнена значительнонее кровельной.
									866,3	867,5	1,2	0,3	Слабонефтенасыщенный
100								04.08.15 ИННК	699,5	704,4	4,9	б/о	По данным открытого ствола слабопроницаемый коллектор возможно с признаками УВ. По ИННК насыщение не отмечается
	Неоком-1	704,1	708,3	4,2	0,24	0,48	нефть		704,4	705,3	0,9		уплотненный пропласток
									706,2	707	0,8	б/о	По данным открытого ствола слабопроницаемый коллектор возможно с признаками УВ. По ИННК насыщение не отмечается
	I-келовой	847,5	850,0	2,5	0,28	0,69	нефть		847,3	849,7	2,4	0,31	остаточнефтенасыщенный на уровне обводнения вR-се исследования (перф. 847.5-849м)
	I-келовой	850,0	852,3	2,3	0,26	0,48	нефть		849,7	852,2	2,5	0,24	слабонефтенасыщенный, заглинизирован
	I-келовой	854,1	860,7	6,6	0,28	0,72	нефть		854,2	860,4	6,2	0,32	остаточнефтенасыщенный на уровне обводнения вR-се исследования (перф. 854-857м)
101	вне гориз.	748,9	759,1	10,2	0,25	0,12	вода	17.03.08 ИННК	748,1	758,5	2		вода
	I-келовой	834,8	846,5	11,7	0,33	0,87	нефть		833,7	847,1	3	0.13-0.21	в инт.833.7-838м-остаточнефт., ниже обводнен
	I-келовой	853,7	856,6	2,9	0,25	0,62	нефть		852,6	856,6	3	0,21	обводнен
	I-келовой	859,2	863,9	4,7	0,27	0,74	нефть		858	865,2	3	0.17-0.30	в инт.858-860м-остаточнефт., ниже обводнен
	I-келовой	867,5	872,1	4,6	0,27	б/о	вода		867	870,1	2		вода
	вне гориз.	874,2	877,5	3,3	0,25	б/о	вода		877,2	878,4	2		сильнозагл.песчаник-вода

продолжение ТП 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
101	вне гориз.	748,9	759,1	10,2	0,25	0,12	вода	22.09.09 ИННК	748,1	758,5	10,4		вода
	I-келовой	834,8	846,5	11,7	0,33	0,87	нефть		833,7	834,7	1		обводнен
									834,7	835,4	0,7		уплотненный
									835,4	840,2	4,8	0.24-0.30	Остаточ.нефтенасыщ
									840,2	847,1			обводнен(зона проникновение флюида)
	I-келовой	853,7	856,6	2,9	0,25	0,62	нефть		852,6	856,6	4		обводнен
	I-келовой	859,2	863,9	4,7	0,27	0,74	нефть		858	865,2	7,2		обводнен
	I-келовой	867,5	872,1	4,6	0,27	б/о	вода		867	870,1	3,1		вода
	вне гориз.	874,2	877,5	3,3	0,25	б/о	вода		877,2	878,4	1,2		сильнозагл.песчаник-вода
	102								19.02.21 ИННК	644,2	645,2	1,0	0,39
							654,8	656,4		1,6	не оценен	Слабые признаки УВ	
Неоком-1		964,9	701,6	6,7	0,21	0,53	нефть	695,7		696,6	0,9	0,37	Глинистый слабонефтенасыщенный
							697,3	700,3		3,0	0,56	Нефтенасыщенный. Не исключаем присутствия газа	
							700,3	701,4		1,1	0,32	Слабонефтенасыщенный. Есть признаки обводнения	
Неоком-2		709,9	714,1	4,2	0,21	0,50	нефть	709,2		710,0	0,8	0,26	Слабые признаки УВ
102	Неоком-1	694,9	701,6	6,7	0,25	0,59	нефть	16.09.22 ИННК	710,8	715,0	4,2	0,23	Обводнен с присутствием УВ
									697,6	700	2,4		Остаточнонефтенасыщенный
									700	703	3		Слабое присутствие УВ Возможно присутствие обводнения интервала
	Неоком-2	709,9	714,1	4,2	0,24	0,55	нефть		709,4	710,3	0,9		Отмечается насыщение по ИННК. Характер насыщения не ясен.
									711,2	712	0,8		Насыщение не отмечается
									712	713,9	1,9		Слабое присутствие УВ Возможно присутствие обводнения интервала
	II-келовой	906,3	912,7	6,4	0,23	0,57	нефть		904,6	907,1	2,5		Продуктивный
									907,1	912,2	5,1		Неоднородный песчаник с вкл.глинистых пропластков
									914,7	915,8	1,1		Отмечается присутствие УВ
	II-келовой	917,9	920,5	2,6	0,23	0,67	нефть		917,3	918,8	1,5		Продуктивный пропласток
	II-келовой	920,5	925,3	4,8	0,22	0,44	нефть		920,2	923,6	3,4		Продуктивный пропласток
	II-келовой	925,3	929,7	4,4	0,25		вода		923,6	928,1	4,5		Продуктивный
103								23- 24.06.20 ИННК	659,3	660,9	1,6	до 0.67	Глинистый газонасыщенный песчаник
	апт	663,6	665,6	2,0	0,24	0,44	нефть		663,2	665,0	1,8		Глинистый, насыщение по ИННК не отмечается
	Неоком-1	705,0	708,8	3,8	0,32	0,59	нефть		705,2	707,8	2,6	до 0.46	Сильноглинистый с признаками УВ
	Неоком-2	717,0	718,2	1,2	0,28	0,55	нефть		715,4	719,5	4,1	не оценен	Глинистый со слабыми признаками УВ
									799,9	827,7	27,8		Плотные породы
									837,6	840,8	3,2	до 0.68	Неоднородный газонасыщенный
	I-келовой	856,8	867,2	10,4	0,28	0,77	нефть		855,1	857,4	2,3	до 0.54	Газонасыщенный по заключению от 04.06.92 г.
									857,4	860,0	2,6	до 0.33	Остаточнонефтенасыщенный
									860,0	866,8	6,8		Обводнен
	I-келовой	867,2	871,2	4,0	0,27		вода		866,8	875,0	8,2		Водонасыщенный

продолжение ТП 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
103		705,0	708,8	3,8	0,32	0,59	нефть	13.09.18 ИННК	704,8	707,6	2,8	0,27	Остаточнонефтенасыщенный на уровне обводнения, перф
									708,9	709,5	0,6	0,20	Нефть+вода
									710,2	710,8	0,6		Вода
									711,8	712,6	0,8		Вода
	Неоком-2	717,0	718,2	1,2	0,28	0,77	нефть		716,6	718,5	1,9	0,30	Снижение насыщения
	Неоком-2	720,0	721,4	4,4	0,26		вода		719,5	721,2	1,7	0,27	Снижение насыщения
									722,3	723,1	0,8	0,19	Нефть+вода
									723,5	724,3	0,8		Вода
104	Неоком-1	702,4	704,4	2,0	0,25	б/о	газ	05.05.15 ИННК	702,5	703,8	1,3	до 0.33	Глинистый газонасыщенный
	Неоком-1	704,9	707,8	2,9	0,25	0,47	газ		705,5	708,6	3,1	до 0.40	Глинистый нефтегазонасыщенный
	Неоком-2	715,6	717,9	2,3	0,24	0,81	газ		715,9	718,8	2,9	до 0.90	Газонасыщенный
104	Неоком-1	702,4	704,4	2,0	0,25	б/о	газ	16.06.15 ИННК	702,5	703,8	1,3	-	Насыщением не отмечены
	Неоком-1	704,9	707,8	2,9	0,25	0,47	газ		705,5	708,6	3,1	-	Насыщением не отмечены
	Неоком-2	715,6	717,9	2,3	0,24	0,81	газ		715,9	718,8	2,9	до 0.68	Газонасыщенный
105А	Неоком-1	715,7	720,7	5,0	0,31	0,65	нефть	19- 21.03.22 ИННК	715,4	718,3	2,9	0,61	Нефтегазонасыщен
									718,3	721,1	2,8	0,13	Обводнен со слабым УВ
	II-келовой	895,2	897,1	1,9	0,21	0,57	нефть		895,1	897,4	2,3	0,80	Газонасыщенный
									901,0	901,7	0,7	0,11	Слабые признаки УВ
									903,3	904,4	1,1	до 0.29	Слабые признаки УВ
105А								19- 21.03.22 ИННК	905,3	906,6	1,3	до 0.28	Слабые признаки УВ
	II-келовой	910,0	912,2	2,3	0,22	0,58	нефть		909,7	911,4	1,7	0,23	Обводнен с присутствием УВ
	II-келовой	912,8	915,2	2,4	0,22	0,53	нефть		912,9	915,0	2,1		Обводнен
	II-келовой	917,6	925,6	8,0	0,22	0,63	нефть		917,8	923,0	5,2	до 0.45	Слабонефтенасыщенный
									923,0	925,5	2,5		Обводнен
107	Неоком-1	700	702	2,0	0,33	0,62	газ	29- 30.07.15 ИННК	700,2	701,9	1,7	0,48	загл слабогазонефтенасыщенный
	Неоком-1	706	710,8	4,8	0,28	0,61	нефть		705,6	710,8	5,2	0,32	неоднородный слабонефтегазонасыщенный
									759,6	761,1	1,5	0,2	возможно с признаками присутствия УВ
									761,9	765	3,1	0,22	возможно с признаками присутствия УВ
	I-келовой	847,8	863	15,2	0,27	0,81	нефть		847,4	849,4	2	0,34	остаточнонефтенасыщенный, перф
									849,4	854,8	5,4	0,24	остаточнонефтенасыщенный на уровне обводнения, перф
	I-келовой	863	865,8	2,8	0,25	0,20	обв/н		854,8	863,2	8,4	0,11	обводнен
									863,2	865,8	2,6		водонасыщенный
107	I-келовой	847,8	863	15,2	0,27	0,81	нефть	22- 26.08.18 ИННК	847,5	849,8	2,3	0,34	остаточнонефтенасыщен с при-знаками обводнения
									849,8	862,8	13	0,23	849.8-859.8обводнен, с незна-чительным присутствия УВ 859.8-862.8м-обводнен
	I-келовой	863	865,8	2,8	0,25	0,20	обв/н		862,5	866	3,2	0,16	вода

продолжение ТП 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
109	Неоком-1	698,0	700,8	2,8	0,31	0,62	нефть	31.10-01.11.11 ИННК	697,8	701,1	3,3	0,26	глинистый неоднородный с признаками УВ
	Неоком-2	709,0	711,4	2,4	0,29	0,73	нефть		709,3	710,4	1,1		аргиллит
									710,4	711,4	1	0,29	глинистый с признаками УВ
	I-келовой	834,6	846,6	12,0	0,33	0,77	нефть		834,5	846,5	12	0,19	обводнен, перф
	I-келовой	852,4	853,8	1,4	0,24	0,53	нефть		852,6	853,7	1,1	0,19	снижение насыщения
	I-келовой	855,0	855,8	0,8	0,23	0,60	нефть		855,2	856,4	1,2	0,27	снижение насыщения
	I-келовой	860,0	865,4	5,4	0,27	0,72	нефть		859,8	862,1	2,3	0,33	остаточнонефтенасыщенный на уровне обводнения, перф
									862,1	865	2,9	0,23	обводнен, перф
	I-келовой	867,2	869,6	2,4	0,29	0,09	вода		866,9	869,6	2,7		водонасыщенный
	II-келовой	910,2	913,4	3,2	0,23	0,48	нефть		910	913,6	3,6	0,11	снижение насыщения
	II-келовой	916,8	920,0	3,2	0,28	0,76	нефть		916,8	920,1	3,3	0,28	снижение насыщения
	II-келовой	924,4	926,2	1,8	0,28	0,56	нефть		924,8	926,2	1,4	0,23	глинистый нефтеводонасыщенный
	II-келовой	926,2	936,2	10,0	0,27	б/о	вода		926,2	935,9	9,7		загл водонасыщенный
110								22-24.09.20 ИННК	697,4	698,4	1,0	без оценки	Газонасыщенный
	Неоком-1	711,3	718,4	7,1	0,31	0,85	нефть		711,4	714,2	2,8	до 0.56	Газонефтенасыщенный
									714,2	716,5	2,3	от 0 до 0.25	Возможно обводнен со слабым присутствием УВ
									716,5	718,1	1,6	не оценен	С данного интервала приток отсутствует по ГИС
	Неоком-1	718,4	722,3	3,9	0,26	0,48	нефть		718,1	721,8	3,7		Обводнен
111	Неоком-1	733,7	734,9	1,2	0,27		вода	16-17.03.19 ИННК	733,5	735,0	1,5	Кг-до 0.48	Газоводонасыщенный
	Неоком-1	735,9	737,1	1,2	0,30		вода		735,8	740,8	5,0		Водонасыщенный
	Неоком-1	738,1	740,7	2,6	0,27		вода		749,1	750,1	1,0	до 0.30	Маломощный слабонефтенасыщенный
	Неоком-2	749,2	757,3	8,1	0,31		вода		753,1	756,1	3,0	до 0.38	Слабонефтенасыщенный
									763,6	767,1	3,5		Водонасыщенный
	вне гор.	764,1	767,5	3,4	0,27		вода		794,4	806,7	12,3		Водонасыщенный
	вне гор.	794,5	806,3	11,8	0,31		вода		912,0	912,8	0,8	до 0.28	Маломощный слабонефтенасыщенный
									914,0	916,1	2,1	до 0.42	Слабонефтенасыщенный
									919,9	921,3	1,4	до 0.42	Маломощный слабонефтенасыщенный
	I-келовой	924,1	926,3	2,2	0,20	0,43	нефть		924,7	926,1	1,4	до 0.50	Слабонефтенасыщенный
	I-келовой	927,6	929,8	2,2	0,26		вода		927,1	929,5	2,4	до 0.25	Водонасыщенный с незначительным присутст.УВ
	I-келовой	932,6	936,1	3,5	0,31		вода		932,4	936,3	3,9		Водонасыщенный
	111	I-келовой	937,8	940,0	2,2	0,29			вода	16-17.03.19 ИННК	938,1	939,5	1,4
I-келовой		945,1	947,2	2,1	0,27		вода	945,1	950,2		5,1		Водонасыщенный
I-келовой		948,3	950,4	2,1	0,26		вода	952,4	964,0		11,6		Водонасыщенный
I-келовой		952,5	957,5	5,0	0,30		вода						
I-келовой		959,1	964,5	5,4	0,28		вода						

«Мұнайгаз ҒЗЖИ» АҚ
Мұнай және газ жөніндегі ғылыми-
зерттеу мен жобалау институты» АҚ

БЕКІТІЛДІ
Бас директоры
И.О. Герштанский
2023 ж.

ХАТТАМА
07 қараша 2023 ж.
қ. Ақтау

АО «Научно-исследовательский и
проектный институт нефти и газа»
АО "НИПИнефтегаз"

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
И.О. Герштанский
2023 г.

ПРОТОКОЛ
07 ноября 2023 г.
г. Ақтау

№33

Заседания Ученого Совета

Председатель	И.О. Герштанский
Зам.председателя	Л.В. Пуписова, В.Э. Шефер
Секретарь	Е.Н. Гераскина

Члены УС: Асташкова О.Ф., Белоножкин Г.А., Шыныбаев Н.К., Рылеев А.А., Лапшина Л.А., Шагырбаева М.А., Палюх И.Т., Арыстанбекова Л.Д., Избасаров С.Н., Ключин С.В., Юсупова М.С., Бисенгалиева Г.Т., Кисляков Е.А., Кармаза О.В.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.».

Докладчик: Имангазиева А.Т. – ГИП Уральского отделения департамента разработки МНиГ.

Действующим проектным документом по разработке месторождения является «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г.», утвержденный ЦКРР РК в 2020 г. (протокол № 1/2 от 24.06.2020 г.).

В 2022 г. составлен отчет «Анализ разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2022 г.», утвержденный ЦКРР РК в 2022 г. (протокол № 34/11 от 24.11.2022 г.), в рамках которого были уточнены технологические показатели разработки на 2022-2023 гг.

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ № 2601-23-У от 05.10.2023 г.).

Пересчитанные запасы УВ легли в основу настоящего Проекта разработки по состоянию на 01.05.2023 г. Утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в пределах горного отвода составили: нефть: по категориям А+В+С₁ – 968/466,5 тыс.т, по категории С₂ – 125,4/42,1 тыс.т, растворенный газ: по категориям А+В+С₁ – 11,69/5,74 млн.м³, по категории С₂ – 1,44/0,48 млн.м³.

В соответствии с положениями действующего Проекта разработки, Анализа разработки 2022 г. и отчета по Пересчету запасов 2023 г. для проведения промышленной разработки на месторождения выделены 2 нефтяных объекта разработки: I объект (I-II неокомские горизонты) и II (I-II келловейские горизонты).

Нефть продуктивных горизонтов месторождения Октябрьское по типу является средней, тяжёлой и битуминозной, а также высоковязкой, малосмолистой и смолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при отрицательных температурах и с невысоким выходом светлых фракций.

По состоянию на 01.05.2023 г. фонд пробуренных скважин на месторождении составил 34 ед.: в добывающем фонде – 11 ед., в т.ч. 1 – простое (ожидание ремонтных работ), в нагнетательном фонде – 1 ед., ликвидировано – 17 ед., в консервации – 1 ед., в наблюдательном – 1 ед., водозаборных – 3 ед.

Действующие добывающие скважины эксплуатируются механизированным (ШГН) способом. По промысловым данным на I объекте эксплуатируется единственная скважина (110), на дату составления отчета текущий дебит нефти составил 1,4 т/сут. На II основном объекте по состоянию на 01.05.2023 г. в действующем фонде находились 9 скважин. Добывающие скважины эксплуатировались с дебитом нефти 1,3-9,2 т/сут, в среднем составляя 4,0 т/сут. Средний газовый фактор по месторождению составил 5,6 м³/т, при этом по I объекту – 5,1 м³/т, по II объекту – 5,7 м³/т.

За 2022 г. отобрано 14,98 тыс.т нефти, 71,9 тыс.т жидкости и 0,083 млн.м³ газа. Обводненность продукции составила 79 %, газовый фактор – 5,6 м³/т. Средние дебиты по нефти и жидкости составили 3,6 и 17,1 т/сут, соответственно.

За 4 месяца 2023 г. отобрано 4,36 тыс.т нефти, 26,7 тыс.т жидкости и 0,027 млн.м³ газа. Средняя обводненность продукции составила 83,7 %, газовый фактор – 6,3 м³/т. Средние дебиты по нефти и жидкости составили 3,8 и 23,5 т/сут, соответственно, средняя приемистость скважины – 164,8 м³/сут.

Накопленная добыча на 01.05.2023 г. составила 329,5 тыс.т нефти и 1428,3 тыс.т жидкости, и 0,0276 млн.м³ растворенного газа. Коэффициент извлечения нефти на 01.05.2023г. составил 0,340 д.ед.

Основная доля накопленной добычи (выше 92 %) приходится на II объект разработки.

По месторождению за период 2019-2022 гг. фактические отборы нефти находились практически на уровне запроектированных, добыча жидкости превышала проектные значения. Фактический фонд добывающих скважин и средний дебит нефти отличаются от проектных незначительно. Средний газовый фактор по объектам меньше проектных значений.

II объект разрабатывается с ППД путем закачки воды с 2014 г., I объект – на режиме истощения пластовой энергии.

Всего с начала разработки было проведено 21 исследование КВУ, 10 исследований КВД, 6 исследований МУО, 7 исследований ИК и КВД, 3 комплексных исследования МУО+КВД.

После утверждения Проекта разработки 2020 г. замеры пластового давления были определены в октябре-ноябре 2019 г. по результатам 3 исследований КВУ в скважинах 100, 105А и 116, и в 2022 г. по результатам исследований МУО+КВД в скважине 112. В связи с этим, оценить текущее энергетическое состояние разработки затруднительно.

По результатам гидродинамических исследований, проведенных в 2019-2022 гг. в скважинах II основного объекта, расчетное пластовое давление на этом объекте составило 8,8-9,03 МПа, что практически на уровне начального (9,35 МПа) и говорит об активной гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.

Необходимо отметить, эксплуатация скважин на месторождении ведется при забойном давлении выше давления насыщения нефти газом.

В настоящем Проекте выделение объектов разработки осталось неизменным.

Раздельно по выделенным объектам разработки были рассмотрены по несколько вариантов разработки, в итоге были скомбинированы три основных варианта для оценки КИН. По предложенным вариантам выполнены соответствующие технологические и технико-экономические расчеты, на основе анализа которых в качестве рекомендуемого варианта разработки месторождения выбран 2 вариант для дальнейшей реализации.

На основании прибыльного периода рекомендуемого варианта обоснованы коэффициенты извлечения нефти и газа для месторождения в целом и объектов разработки в отдельности, которые соответствуют утвержденным в ГКЗ РК.

Рекомендуемый 2 вариант разработки предусматривает бурение трех добывающих скважин: одной скважины на I объект и двух на II объект. Также предусматривается вывод одной скважины из ликвидации на I объект, перевод на вышележащий I объект 7 добывающих скважин и вывод одной скважины из консервации на основной II объект. Общее количество скважин для дальнейшей разработки составит – 16 ед., в том числе 15 добывающих и 1 нагнетательной.

Для рекомендованного к внедрению 2 варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охраны недр и окружающей среды, по доразведке месторождения.

В соответствующей главе приведен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

ВЫСТУПИЛИ:

Вопросы были заданы: Пуписовой Л.В., Шефер В.Э.

Заслушав доклад, обменявшись мнениями, Ученый Совет считает необходимым учесть замечания УС и внести в отчет соответствующие дополнения и исправления.

РЕШЕНИЕ Ученого Совета:

1. Отчет: «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» принять.
2. В отчет «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» внести необходимые дополнения и исправления в соответствии с замечаниями, сделанными членами Ученого Совета.
3. Отчет «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.», выполненный в соответствии с договором № 140, направить Заказчику.

Зам. председателя Ученого Совета



Л.В. Пуписова

Секретарь Ученого Совета



Е.Н. Гераськина

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания по рассмотрению отчета
«Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.»

Дата проведения: «10» «ноября» 2023 г.

Место проведения: г.Атырау, ТОО «Светланд-Ойл».

Присутствовали:

Имя	Должность
От ТОО «Светланд-Ойл»:	
Абілкарес Ж.А.	Генеральный директор
Ислямов С.Н.	Заместитель генерального директора по производству
Боранбай Б.М.	Советник генерального директора по ГиР
Бисенгалиев Ж.Ж.	Главный геолог
От АО «НИПИнефтегаз»:	
Пуписова Л.В.	Заместитель генерального директора по разработке
Асташкова О.Ф.	Директор департамента разработки месторождений нефти и газа
Ключин С.В.	Руководитель Уральского отделения департамента разработки месторождений нефти и газа
Имангазиева А.Т.	ответственный исполнитель, ГИП УО департамента разработки месторождений нефти и газа

Повестка дня:

Рассмотрение отчета «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.».

Представители АО «НИПИнефтегаз» выступили с докладом о содержании отчета «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.».

Действующим проектным документом по разработке месторождения является «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.07.2019 г.», утвержденный в 2020 г.

В 2023 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Октябрьское Атырауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 02.01.2023 г.» (Протокол ГКЗ №2601-23-У от 05.10.23 г.).

Цель работы – обоснование рациональной системы промышленной разработки нефтяных залежей месторождения Октябрьское с учетом новых геолого-промысловых данных, полученных за период реализации действующего в настоящее время Проекта разработки, пересчитанных геологических и извлекаемых запасов углеводородов месторождения, а также анализа текущего (на 01.05.2023 г.) состояния разработки.

В Отчете приведены имеющиеся на 01.05.2023 г. сведения о геологическом строении залежей, геолого-физических характеристиках продуктивных пластов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, утвержденных запасах нефти и газа.

Выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения. Приведены фактические данные о добыче углеводородов за весь период разработки месторождения.

По состоянию на 01.05.2023 г. фонд пробуренных скважин на месторождении составил 34 ед., из них на контрактной территории ТОО «Светланд-Ойл» – 22 ед.: в добывающем фонде – 11 ед., в т.ч. 1 – простое (ожидание ремонтных работ), в нагнетательном фонде – 1 ед., ликвидировано – 5 ед., в консервации – 1 ед., в наблюдательном – 1 ед., водозаборных – 3 ед. (ликвидированные).

За 4 месяца 2023 г. отобрано 4,36 тыс.т нефти, 26,8 тыс.т жидкости и 0,0276 млн.м³ газа. Обводненность продукции составила 84 %, газовый фактор – 6 м³/т. В целом по месторождению средний дебит по нефти составил 3,85 т/сут, по жидкости – 23,5 т/сут.

Накопленная добыча с начала разработки на 01.05.2023 г. составила: 329,5 тыс.т нефти и 1428,3 тыс.т жидкости. Отбор от НИЗ достиг 71 %, текущий КИН – 0,340 д.ед.

В соответствии с положениями действующего Проекта разработки, Анализа разработки 2022 г. и утвержденного в 2023 году отчета по Пересчету запасов для проведения промышленной разработки на месторождения выделены 2 нефтяных объекта разработки: I объект (I-II неокосские горизонты) и II (I-II келловейские горизонты). В настоящем проекте выделение объектов разработки осталось неизменным.

Раздельно по выделенным объектам разработки были рассмотрены по несколько вариантов разработки, в итоге были скомбинированы три основных варианта для оценки КИН. По предложенным вариантам выполнены соответствующие технологические и технико-экономические расчеты, на основе анализа которых в качестве рекомендуемого варианта разработки месторождения выбран вариант 2.

На основании прибыльного периода рекомендуемого варианта, обоснованы коэффициенты извлечения нефти и газа для месторождения в целом и объектов разработки в отдельности.

Рекомендуемый 2 вариант разработки предусматривает бурение трех добывающих скважин: одной скважины на I объект и двух на II объект. Также предусматривается вывод одной скважины из ликвидации на I объект, перевод на вышележащий I объект 7 добывающих скважин и вывод одной скважины из консервации на основной II объект. Общее количество скважин для дальнейшей разработки составит – 16 ед., в том числе 15 добывающих и 1 нагнетательная.

Для рекомендованного к внедрению 2 варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти и газа, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охраны недр и окружающей среды, по доразведке.

НТС отмечает:

1. Отчет «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» выполнен в соответствии с договором № 140 от 23.05.2023 г.

2. Отдельные замечания и вопросы по отчету рассмотрены, исправлены и согласованы с ТОО «Светланд-Ойл» в ходе выполнения работ.

После обмена мнениями НТС постановляет:

1. Отчет «Проект разработки месторождения Октябрьское по состоянию на 01.05.2023 г.» принять и направить на рассмотрение в контролирующие органы.



От ТОО «Светланд-Ойл»:

Абілкарес Ж.А.

Ислямов С.Н.

Боранбай Б.М.

Бисенгалиев Ж.Ж.

От АО «НИПИнефтегаз»:

Пуписова Л.В.

Асташкова О.Ф.

Клюшин С.В.

Имангазиева А.Т.