

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОСОБЕННОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.276.6-027.236(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бычков Денис Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки	<u>21.03.01 «Нефтегазовое дело»</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бычков Денис Андреевич

Тема работы:

Особенности и эффективность применения методов нефтеотдачи в осложненных условиях на Приобском нефтяном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2022/с 18.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.19
--	----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет технологической информации по Приобскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература</i>
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Общие сведения о месторождении. 2 Характеристика продуктивных пластов. 3 Характеристика пластовых флюидов. 4 Геологические факторы осложняющие разработку месторождения. 5. Анализ разработки месторождения 6.Характеристика фонда скважин месторождения
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Состояние разработки Приобского месторождения 3. Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтотдачи на месторождении 4. Сравнение результативности с Приразломным месторождением 5. Технологический расчет ГРП	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения.
2. Состояние разработки приобского месторождения.
3. Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтотдачи на месторождении.
4. Сравнение результативности с Приразломным месторождением.
5. Технологический расчет ГРП.
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
7. Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бычков Денис Андреевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	<i>Общие сведения о Приобском месторождении</i>	20
04.04.2019	<i>Состояние разработки Приобского месторождения</i>	30
09.04.2019	<i>Анализ эффективности проводимых МУН на Приобском месторождении</i>	15
16.04.2019	<i>Сравнение результативности с Приразломным месторождением</i>	15
15.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 с., 21 рис., 14 табл., 38 источников.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, добыча, нефть, Приобское месторождение, гидроразрыв пласта.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Приобского месторождения.

Предметом исследования является методы увеличения нефтеотдачи из продуктивных пластов

Цель работы – анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи на Приобском месторождении.

Актуальность работы заключается в том, что геолого-физические параметры продуктивного пласта не всегда способствуют успешной разработке месторождения, поэтому для освоения запасов некоторых месторождений невозможно без применения различных методов увеличения нефтеотдачи.

В процессе выполнения работы проводились исследования эффективности различных методов для увеличения нефтедобычи, и их сопоставление как между собой, так и с результативностью на Приразломном месторождении.

В результате исследования установлено, что среди всех методов, применяемых на Приобском месторождении, наибольшей эффективностью обладает гидроразрыв пласта.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в том, что полученные результаты могут применяться при добыче нефти на месторождениях характеризующихся сложным строением и трудноизвлекаемыми запасами.

Область применения: разработка месторождений нефти.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении.....	12
1.2 Характеристика продуктивных пластов.....	13
1.3 Характеристика пластовых флюидов.....	16
1.4 Геологические факторы осложняющие разработку месторождения.....	18
2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	22
2.1 Анализ разработки месторождения.....	22
2.2 Характеристика фонда скважин месторождения.....	25
3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТОТДАЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	30
3.1 Общие сведения о МУН.....	30
3.2 Обоснование применения МУН на месторождении.....	32
3.3 Анализ эффективности проводимых МУН на месторождении....	37
3.3.1 Выравнивание профилей приемистости и фронта вытеснения.....	38
3.3.2 Изоляционные работы.....	44
3.3.3 Гидроразрыв пласта.....	45
3.3.4 Горизонтальные скважины.....	48
3.3.5 Зарезка боковых стволов.....	53
3.4 Сравнение результативности с другим месторождением.....	55
3.5 Определение технологической эффективности при реализации однопластового ГРП.....	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	65
4.1 Расчёт дополнительной добычи.....	66
4.2 Расчет единовременных затрат.....	66
4.3 Расчёт эксплуатационных затрат.....	67
4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия.....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ.....	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	75
5.2 Производственная безопасность.....	77
5.3 Анализ вредных факторов.....	77
5.3 Охрана окружающей среды.....	81
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	81
5.3.2 Мероприятия по охране литосферы и животного мира...	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, не смотря на длительный срок эксплуатации, месторождения Западной-Сибири по-прежнему являются основным источником нефти и газа для промышленности и для экспорта. На данных месторождениях наметилась следующая негативная тенденция – увеличение количества малодебитных скважин. На многих старых месторождениях это связано с закономерным снижением пластового давления, на относительно новых месторождениях, данная тенденция связана с низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов коллекторов. Массовое применение технологий интенсификации разработки, которые достаточно долго демонстрировали свои возможности (ГРП, СКО, и т.д.), в современных условиях не всегда позволяют эффективно осваивать запасы углеводородов. Поскольку с одной стороны, их многократное применение приводит к износу и повреждению крепи скважин, а с другой – в условиях низких пластовых давлений прирост дебита скважин не значительный и кратковременный.

Приобское нефтегазовое месторождение было открыто в 1982 году, и введено в разработку в 1988 году. По объему геологических запасов является уникальным.

Однако к настоящему времени уровни отборов углеводородного сырья заметно снизились. Вместе с тем оставшиеся запасы нефти оцениваются около 1 млрд. тонн, из которых 630 млн. тонн являются слабодрейнируемыми и для вовлечения в разработку требуют применения технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Извлечение таких запасов возможно с применением физико-химических методов, активно влияющих на повышение нефтеотдачи, позволяющих улучшить связанность коллекторов и тем самым увеличить охват пласта воздействием. К таким методам относится гидравлический разрыв пласта.

Исторически совпало, что пик освоения месторождения пришёлся на период активного внедрения таким МУН как ГРП на месторождениях Западной Сибири. Множество подходов, разработанных для выполнения МУН изначально были апробированы на Приобском месторождении, а затем были реализованы на других месторождениях.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Приобское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административно-территориальном отношении оно расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Тюменской области Российской Федерации.

В 65 км на восток от территории месторождения расположен г. Ханты-Мансийск, в 180 км на запад находится г. Нефтеюганск.

К юго-востоку от территории месторождения проходят трассы магистрального газопровода Уренгой – Новополюк и магистрального нефтепровода Усть-Балык – Омск.

Территория Приобского месторождения пересекается р. Обь (рисунок 1.1), разделяя её на два лицензионных участка – северный и южный. Пойма реки составляет большую часть ландшафта месторождения. Ландшафт представлен заболоченной равниной с абсолютными отметками 27 - 35 м.

Ближайшими соседями Приобского месторождения являются Салымское месторождение, Приразломное месторождение, Западно-Сахалинское месторождение.

Средняя температура весны - 1 °С, средняя температура лета + 17 °С, средняя температура осени - 1 °С. Максимальная температура июля + 34 °С, минимальная января – 52 °С. Среднегодовое количество осадков составляет 500 - 550 мм в год, причем 75 % из них приходится на теплое время года. Число дней с осадками составляет 180. В зимний период толщина снежного покрова достигает 0,7 м, а в пониженных участках рельефа до 1,5 - 2,0 м.

Территория месторождения находится в зоне залегания приповерхностных и реликтовых многолетнемерзлых пород (ММП). Приповерхностные мерзлые грунты, как правило, наблюдаются на

водоразделах под торфяниками. Их толщина зависит от уровня грунтовых вод и достигает 10 - 15 м, температура постоянная и близка к 0 °С.

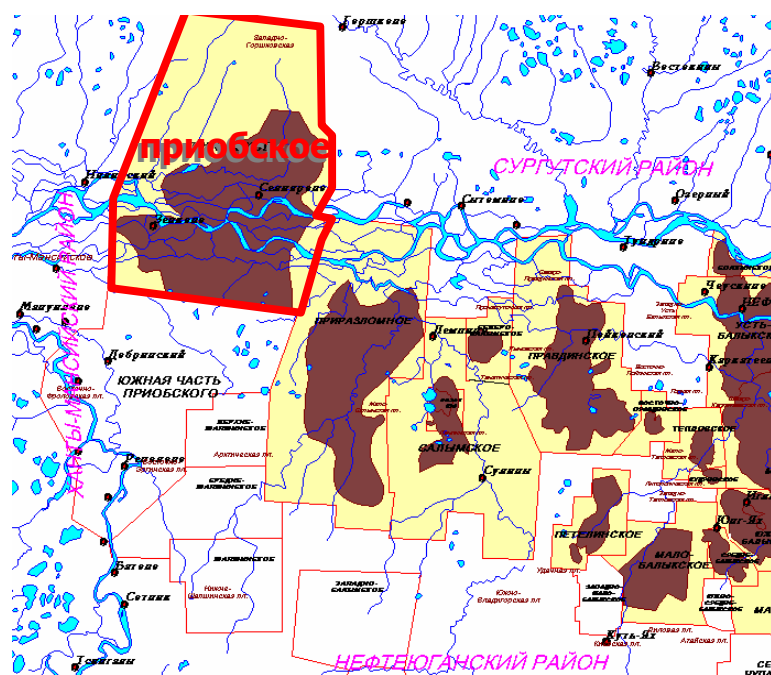


Рисунок 1.1 Схема расположения Приобского месторождения

1.2 Характеристика продуктивных пластов

Пласт AC_{12}^{3-5} . На территории месторождения выделено 5 литологически ограниченных залежей: основная залежь, залежь 7, залежь 8, залежь 11 и залежь 12.

Основная залежь со всех сторон литологически ограниченная, размерами 61,5 х 34,1 х 29,3 км. Эффективная толщина пласта изменяется от 1 м до 24 м. Средняя расчлененность по залежи составляет 8,1, заметно увеличиваясь (от единичных пропластков до 38) в западном направлении. Коэффициент песчанистости в среднем по залежи составляет 0,44.

Пласт AC_{12}^2 . Залежи пласта вскрыты по всей площади месторождения. Все линзы коллекторов залегают в глубоководной части бассейна.

Основная залежь вскрыта рядом эксплуатационных и разведочных скважин островной и правобережной части северной Приобской площади.

Дальнейшее развитие залежи на северо-запад прослежено разведочным бурением. Размеры залежи 18,0 x 20,0 км. Максимальная нефтенасыщенная толщина 33,1 м, средняя нефтенасыщенная толщина 7,3 м. Высота залежи 130,0 м.

Пласт AC_{12}^1 . Залежи пласта AC_{12}^1 распространены по всей площади Приобского месторождения. Основная залежь пласта вскрыта эксплуатационным и разведочным бурением в пределах северной лицензионной площади. Размеры залежи порядка 37,0 x 21,0 км. Высота 120,0 м. Суммарные эффективные толщины пласта достигают 16 м, но в основном от 4 м до 10 м. Встречаются толщины пласта и 0,6 м. Максимальные нефтенасыщенные толщины достигают 10,6 м при средних 2,9 м. Высота залежи 40,0 м.

Пласт AC_{11}^1 . В пласте единая залежь которая является основным объектом разработки. Залежь расположена, в основном, на северной лицензионной площади, вытянувшись вдоль всей зоны плотного бурения с некоторым развитием на север и восток. Размер залежи составляет 59,0 x 25,0 км. Высота залежи 140,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина 46,4 м, средняя – 9,0 м. Скважинами вскрыто до 27 продуктивных пропластков, средняя расчлененность составила 8,97.

Пласт AC_{11}^0 . В пласте выявлено 3 залежи. Залежь 1 и 2 вскрыта эксплуатационными скважинами, вытянута в меридиональном направлении с северо-северо-востока на юго-юго-запад. Размеры залежи составляют 6,0 x 5,5 км. Высота залежи 70,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 7,5 м, однако в целом по залежи невелика и в среднем составляет 1,6 м.

Залежь 3 расположена в северо-западной части. Вытянута в субширотном направлении. Размеры залежи по простиранию 25,0 км, в крест простирания меняются от 4,0 до 19,0 км. Высота залежи 190,0 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах залежи меняются от

1,4 м до 29,8 м, составляя в среднем 14,0 м. Вскрыто от двух до 19 пропластков коллектора.

Пласт AC_{10}^{1-3} . К пласту AC_{10}^{1-3} приурочены две крупные линзы коллекторов, полностью нефтенасыщенные и изолированные литологически.

Большая часть основной залежи расположена в пределах северной лицензионной площади и вскрыта большинством эксплуатационных скважин площади. Имеет западные ответвления до 17,5 км длиной. Вытянута в субмеридиональном направлении. Размер залежи по простиранию 61,0 км, вкрест простиранию меняется от 5,0 до 36,0 км. Высота залежи 300,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 52,4 м, в среднем по залежи составляет 5,4 м. Расчлененность изменяется от 1 до 43.

Вторая залежь расположена в северо-западной части. Линза распространяется в субширотном направлении. Размер залежи 21,0 x 5,0 км. Высота залежи 80,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м при средних 1,6 м. Расчлененность линзы невелика, от двух до шести, в среднем 3,8.

Пласт AC_{10}^2 . Основная залежь пласта расположена в пределах северной лицензионной площади и вскрыта рядом эксплуатационных скважин левобережного, а также западными скважинами островного участков. Вытянута в субмеридиональном направлении. Размеры залежи 44,0 x 5,0 км при высоте залежи 90,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 10,1 м, однако средняя мощность невелика – 2,2 м. Расчлененность также мала, большинство скважин вскрыли от одного до четырех пропластков коллектора с максимальным значением – шесть.

Пласт AC_9 . Выделяются две залежи. Основная залежь расположена на юго-западе площади. Размер залежи составляет 15,5 x 8,0 км. Высота залежи 100 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 16,0 м, средняя – 7,8 м. Расчлененность значительно меняется в скважинах: от одного до 13, составляя в среднем 4,75.

Вторая залежь вскрыта в восточной части северного лицензионного участка. Размеры залежи 4,7 x 3,5 км. Высота залежи 10 м. Нефтенасыщенная толщина трех вскрытых пропластков коллектора составляет 3,0 м.

Пласт АС₇. Основная залежь расположена на юго-западе северной лицензионной площади. Размер залежи составляет 15,5 x 8,0 км. Высота залежи 100,0 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 16,0 м, средняя – 7,8 м. Расчлененность значительно меняется в скважинах: от одного до 13, составляя в среднем 4,75.

Пласт АС₈. Пласт представлен единственной залежью, расположенной в пределах южной части площади. Размеры залежи порядка 14,0 x 5,0 км. Высота 17,0 м. Нефтенасыщенная толщина достигает 2 м.

Пласт АС₇. Залежи пласта приурочены к линзам коллекторов шельфового генезиса. В отличие от нижележащих продуктивных отложений в данном пласте наряду с литологически ограниченными, полностью нефтенасыщенными залежами встречаются залежи структурно-литологического типа. В пределах площади вскрыты залежи пяти залежей различного размера.

Основная залежь расположена на юго-востоке участка. Размеры залежи порядка 13,0 x 3,0 км. Залежь структурно-литологического типа. Высота залежи 30,1 м. Максимальная нефтенасыщенная толщина 4,9 м.

1.3 Характеристика пластовых флюидов

Пласт АС₁₀. По данным глубинных проб значение давления насыщения нефти пласта ниже пластового и составляет 11,0 МПа. По данным проведенных исследований при однократном разгазировании плотность сепарированной нефти составляет 878,7 кг/м³, газосодержание – 66,9 м³/т, объемный коэффициент – 1,198. Плотность нефти в пластовых условиях равна 790,9 кг/м³, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,53 мПа·с, коэффициент сжимаемости – $12,6 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹.

По своим физико-химическим свойствам нефть относится к средним, повышенной вязкости, сернистым, малосмолистым.

Газ, выделившийся из нефти при ступенчатой сепарации, имеет плотность $1,04 \text{ кг/м}^3$, представлен метаном (67,88 %) и его гомологами (29,78 %), из неорганических компонентов – азот (1,10 %) и углекислый газ (1,23 %).

Пласт АС₁₁. По данным глубинных проб значение давления насыщения нефти пласта также ниже пластового и равно 11,6 МПа, плотность сепарированной нефти составляет по данным однократного разгазирования – $871,5 \text{ кг/м}^3$, газосодержание – $79,5 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент – 1,246. Плотность нефти в пластовых условиях равна $766,2 \text{ кг/м}^3$, динамическая вязкость пластовой нефти – $1,48 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, коэффициент сжимаемости – $12,2 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$.

По своим физико-химическим свойствам нефть относится к средним, повышенной вязкости, сернистым, малосмолистым.

Газ, выделившийся из нефти при ступенчатой сепарации, имеет плотность $1,04 \text{ кг/м}^3$, представлен метаном (66,20 %) и его гомологами (31,73 %), из неорганических компонентов – азот (0,87 %) и углекислый газ (1,20 %).

Пласт АС₁₂. Нефть пласта охарактеризована 108 глубинными пробами из 33 скважины и 131 устьевыми пробами из 80 скважин.

По данным глубинных проб значение давления насыщения нефти пласта АС₁₂ ниже пластового и составляет 11,1 МПа. По данным проведенных исследований при однократном разгазировании плотность сепарированной нефти составляет $872,6 \text{ кг/м}^3$, газосодержание – $73,4 \text{ м}^3/\text{т}$, объемный коэффициент – 1,229. Плотность нефти в пластовых условиях равна $774,0 \text{ кг/м}^3$, динамическая вязкость пластовой нефти – $1,37 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, коэффициент сжимаемости – $10,5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$.

По своим физико-химическим свойствам нефть относится к средним, повышенной вязкости, сернистым, малосмолистым.

Газ, выделившийся из нефти при ступенчатой сепарации, имеет плотность $1,05 \text{ кг/м}^3$, представлен метаном (66,45 %) и его гомологами (31,03 %), из неорганических компонентов – азот (1,26 %) и углекислый газ (1,27 %).

Химический состав и свойства пластовых вод Приобского месторождения изучены по 619 образцам устьевых проб, отобранных при опробовании 374 скважин. По классификации В. А. Сулина воды пластов АС₁₀₋₁₂ относятся преимущественно к хлоридно-кальциевому типу.

Основными солеобразующими компонентами являются ионы хлора, натрия и калия. Минерализация вод пластов АС₁₀₋₁₂ изменяется от 10,01 г/л до 38,04 г/л, плотность воды в стандартных условиях – от 1001 кг/м^3 до 1035 кг/м^3 , средние значения – 16,7 г/л и 1009 кг/м^3 , соответственно.

1.4 Геологические факторы осложняющие разработку месторождения

На Приобском месторождении в разработку вовлечены три продуктивных горизонта: АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂. Все они относятся к неокомскому периоду (готерив).

Пласт АС₁₀ является основным пластом-коллектором на левой части месторождения. Подразделяется на пласты АС₁₀⁰, АС₁₀¹, АС₁₀²⁻³. Имеет место увеличение зернистости вверх по разрезу, что свидетельствует об условиях бокового наращивания. На месторождении горизонт АС₁₀ представлен глубоководными фациями конуса выноса и дельтовыми отложениями на шельфовой части горизонта АС₁₁. Эта глубоководная часть, которая в соответствии с кодировкой пластов называется АС₁₀²⁻³, формировалась в западной части, вниз по падению, клиноформы горизонта АС₁₀. При низком уровне моря шельф горизонта АС₁₀¹ был эродирован и осадки снесены в более глубокие части через подводные каньоны, прорезанные в склоне шельфа горизонта АС₁₀¹. Детальная корреляция скважин эксплуатационных

участков по продуктивному горизонту AC_{10} показала, пласт представляет собой единое песчаное тело. На левом берегу имеет место плавный переход от шельфовых отложений к склоновым. При этом пласт имеет двучленное строение с увеличенной мощностью.

Пласта AC_{11} является основным коллектором месторождения и имеет лучшие коллекторские свойства и высокие дебиты при опробовании чем другие. Песчаник AC_{11} имеет схожее строение с пластом AC_{10} , и он также формировался в процессе бокового наращивания. Пласт AC_{11} имеет зону большой мощности, которая параллельна палеобереговой линии, где имеет место постепенный переход песчаников в глины в западном направлении, вниз по падению клиноформ. Пласт легко коррелируется и имеет наибольшую степень выдержанности. По условиям осадконакопления это либо серия прибрежно-морского бара, параллельного палеобереговой линии, либо песчаник авандельты (берегового склона). Наибольшей мощностью пласт характеризуется на восточной части лицензионного участка.

Пласт AC_{12} содержит более 50% начальных балансовых запасов на лицензионной территории. Песчаники мелкозернистые и интерпретируются как глубоководные осадки, представляющие собой конусы выноса склона или дна бассейна, переотложенные при эрозии шельфа горизонта AC_{12} при низком уровне моря. Корреляция пласта AC_{12} на большой площади представляет определенную сложность, так как пласт отличается прерывистостью песчаных тел. Поэтому в настоящее время имеется несколько версий корреляции.

В целом породы пластов AC_{10} , AC_{11} и AC_{12} имеют достаточно близкие литологические и структурно-текстурные признаки. Структура порового пространства коллекторов в значительной степени сформировалась под влиянием постседиментационных процессов растворения и регенерации. Коллекторы содержат в основном субкапиллярные и микрокапиллярные поры, доля капиллярных пор незначительна. Фильтрационно-емкостные свойства определяются составом глинисто-карбонатного цемента и формами

его распределения. На месторождении выделяются два типа коллекторов: коллектор с рассеянной глинистостью и карбонатностью и микронеоднородный коллектор, представленный тонким переслаиванием песчаников или алевролитов с глинистыми или глинисто-карбонатными прослоями.

Коллекторы пластов, при средних емкостных свойствах, отличаются преимущественно низкими фильтрационными характеристиками. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает пласт AC_{11} . ФЕС коллекторов горизонта AC_{10} отличаются ярко выраженной бимодальностью распределений пористости и проницаемости (рис.1.2). Это связано с тем, что керн по пласту AC_{10} представлен по двум типам фаций – шельфовыми и турбидитовыми.

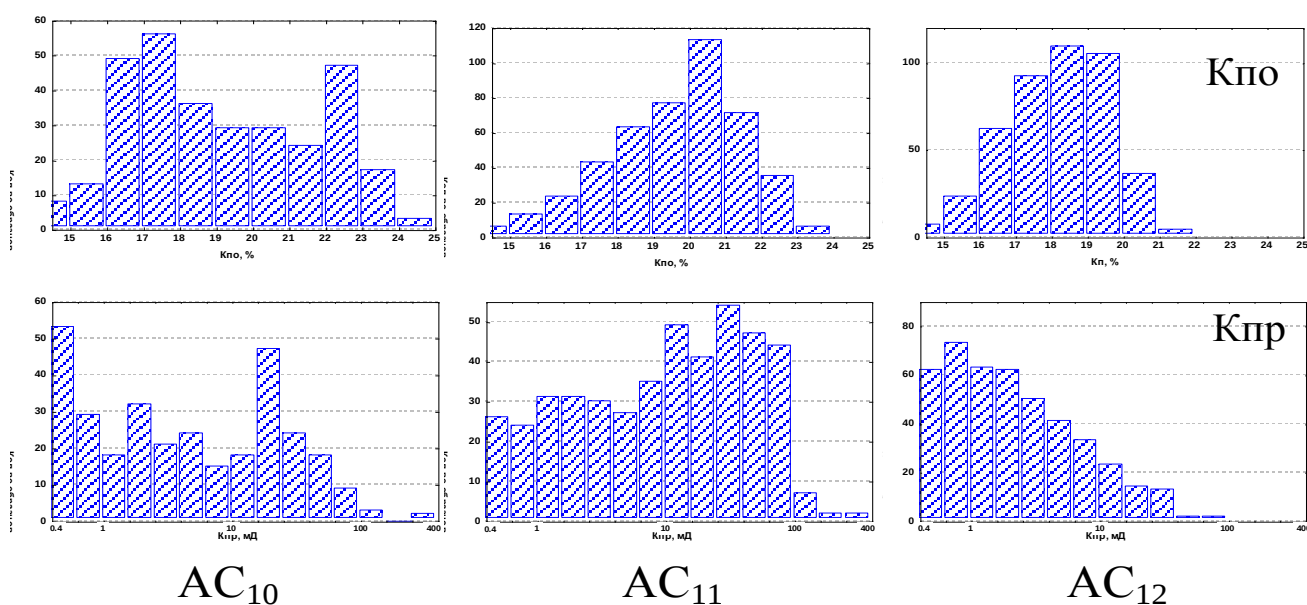


Рисунок 1.2 Распределение пористости и проницаемости по результатам анализов керна

Наибольшей проницаемостью обладают отложения пласта AC_{11} , сформировавшиеся в условиях шельфа и относящиеся к баровому телу, которое уже охвачено бурением эксплуатационного участка на правом берегу. Среднее значение $K_{пр}$ по всей коллекции составляет 32 мД,

соответственно для левого и правого берегов – 12 и 37 мД. Такое соотношение также подтверждается результатами испытания пластов.

2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данная глава содержит сведения представляющие коммерческую тайну.

3. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Общие сведения о МУН

В настоящее время, в практике нефтедобычи объем применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) является одним из важнейших показателей разработки месторождения. Применение МУН на поздней стадии разработки месторождений, связано с необходимостью освоение запасов, рассеянных в заводненных зонах пласта, остающиеся в слабопроницаемых слоях и пропластках, в виде обособленных линзы и зон пласта, и участках, не охваченных дренированием при текущей системе разработки, и других вариантах.

Очевидно, что при таком широком многообразии состояния остаточных запасов, большом различии свойств пластовых флюидов (нефти, воды и газа) и естественной дифференциации по разрезу фильтрационно-емкостных свойств пласта, существует несколько принципиально отличных друг от друга методов увеличения нефтеотдачи. При этом для каждого месторождения выбор применяемых методов основывается на их экономической эффективности.

В настоящее время существует большое количество различных методов увеличения нефтеотдачи, которые по принципу действия объединяют в следующие группы: физические, физико-химические и химические методы (рис.3.1). Так же есть методы, которые в силу своей специфики занимают промежуточное положение: уплотнение сетки эксплуатационных скважин, модернизация системы разработки (очаговое заводнение, избирательное заводнение, создание блоков разработки, гидроразрыв пласта (ГРП), боковые и горизонтальные стволы, микробиологические методы, волновые и

электромагнитные методы.

Физические методы так же подразделяются на тепловые (термические), гидродинамические, акустические и механические. Физические методы как правило используют для размягчения и вывода из призабойной зоны твердых мелкодисперсных частиц. Тепловые методы применяются для повышения температуры в продуктивном пласте, и как правило используются при добычи высоковязких и парафинистых нефтей для снижения их вязкости.



Рисунок 3.1 Классификации методов увеличения нефтеотдачи

К физико-химическим методам обычно относят использование растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) или других агентов, обеспечивающих диспергирование и удаление пласта твердых частиц, фильтрата бурового раствора, удаление водонефтяной эмульсии.

В практике отечественной нефтедобычи существует, и другая классификация МУН, которая разделяет методы повышения нефтеотдачи на первичные, вторичные и третичные. К первичным методам относят методы, которые основаны на естественной энергии пласта, то есть водонапорный, упругий, газовый процессы эксплуатации скважин и их комбинации. Вторичные методы основываются на закачке в продуктивный пласт пластовой воды. К третичным методам относятся те, которые основаны на модификации вторичных методов, а также использующие самостоятельные способы. При этом в данной классификации такие мероприятия как бурение наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин,

гидроразрыв пласта, улубление забоя скважин, зарезка боковых стволов, и т.д. не рассматриваются.

Вполне очевидно, что при разработки месторождения технологическая и экономическая эффективность эксплуатации зависит не только от основополагающих параметров разработки, принимаемых на начальной стадии освоения, таких как плотность и система размещения скважин, организация поддержания пластового давления и т.д., но и в значительной степени от комплекса мероприятий, проводимых в процессе разработки с целью устранения отрицательных факторов, которые выявляются при эксплуатации нефтяных и газовых объектов. А эффективное применение методов увеличения нефтеотдачи возможно лишь при их наибольшей адаптации к геолого-промысловой характеристике продуктивных пластов и осуществляемой системе разработки.

3.2 Обоснование применения МУН на месторождении

Наиболее длительный период эксплуатации - насосный период - характеризуется, как правило, относительно низкими дебитами.

Основной экономический показатель нефтедобычи - ее себестоимость в значительной степени определяется условиями эксплуатации скважин, т.е. выбором подземного и наземного оборудования и установлением рационального режима откачки пластовых флюидов. Величина себестоимости добычи нефти существенно зависит от частоты и сложности капитальных и подземных ремонтов скважин. По дебиту жидкости скважины подразделяют на три группы: многодебитные, среднедебитные и малодебитные.

Для повышения продуктивности скважин на месторождениях в течение всего срока его разработки, выполняются различные мероприятия по воздействию на пласты с целью восстановления и повышения продуктивности добывающих скважин: гидравлический разрыв пласта (ГРП),

обработки призабойной зоны химическими реагентами, перфорационные и изоляционные мероприятия. Однако, как показала практика по освоению запасов месторождения, малодобитность скважин уже через 10 лет после начала разработки месторождения стала проблемной для разработки, и широкое применение различные методов интенсификации не позволило увеличить средний дебит по жидкости до проектных значений.

Как показали ГИС и ГДИ по горизонту AC_{11} , основному объекту разработки, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина в исследованных добывающих скважинах составляет 12,7 метра. Коэффициент вторичного вскрытия составляет 0,88. В большинстве скважин перфорацией не вскрыты слабонефтенасыщенные интервалы подошвы. В работе принимает участие 83% нефтенасыщенной толщины пластов, что в совокупности с неполным вторичным вскрытием обуславливает коэффициент охвата работой – 0,73.

Однако во многих случаях, в связи со сложным геологическим строением пластов, некоторые слабопроницаемые интервалы кровли изначально не были выделены в эффективную толщину (рис.3.2). В таких скважинах возможен дострел нефтенасыщенной толщины.

Но даже и для скважин, где перфорация изначально прошла эффективно, все равно фиксируются дебит на уровне 10-50 т/сут. Поэтому с целью выявления причин низкого охвата работой перфорированной толщины горизонта AC_{11} проводилось сопоставление коэффициента работающей толщины с типом геологического строения и проницаемостью перфорированных интервалов пластов. В результате был сделан вывод об отсутствии прямой зависимости коэффициента работающей толщины от фильтрационно-емкостных свойств пласта на данном месторождении.

Коэффициент работающей толщины - сложная функция, зависящая от проницаемости, наличия гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами, качества вскрытия пласта (скин-фактора), созданной депрессии, объема закачиваемой воды и профиля приемистости в

соседних нагнетательных скважинах, корреляции пластов (некоторые пропластки горизонта имеют линзовидное строение), применяемых методов интенсификации притока и т.д. Надежное решение задачи по определению работающих интервалов пласта возможно только путем прямых исследований скважины промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами.

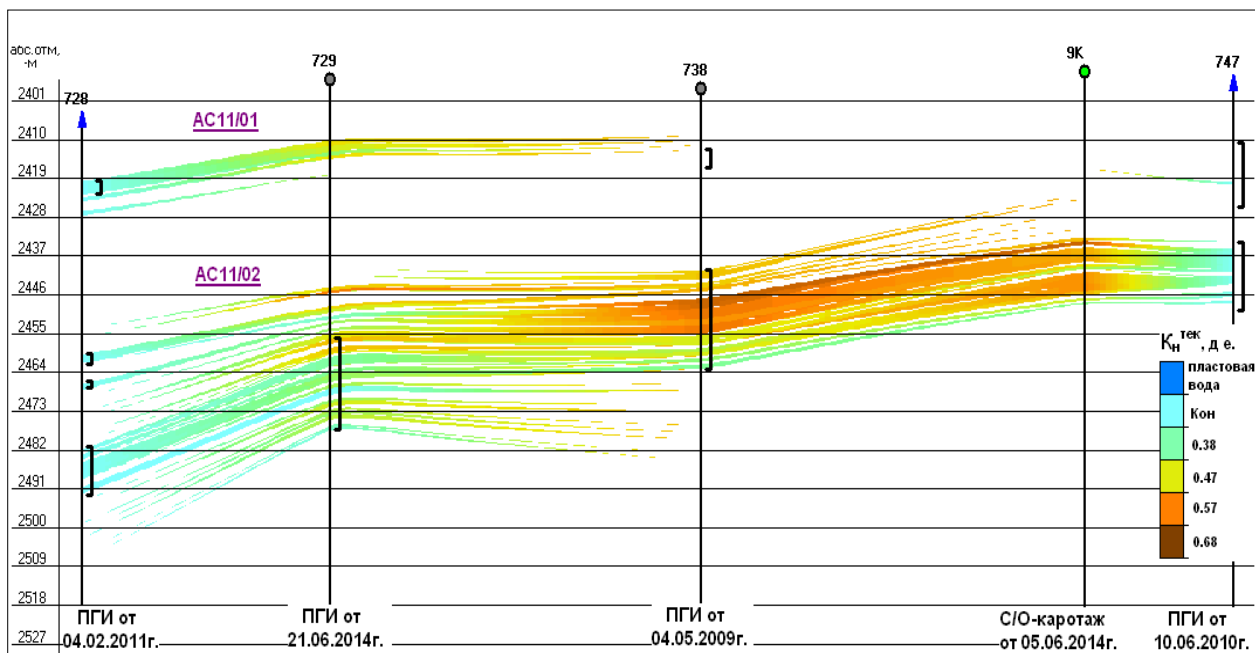


Рисунок 3.2 Профиль выработки запасов нефти пласта АС₁₁
по линии скважин №№728 - 747

Другой важной составляющей определяющей работу добывающей скважины является пластовое давление. Как показывают результаты наблюдений, пластовое давления с начала разработки практически не изменилось. Однако если на участках нагнетания пластовое давление достигает 25,43 МПа, то забойное давление большинства добывающих скважин находится в интервале 9,1 – 14,2 МПа. Что указывает на низкую степень влияния работы системы ППД на энергетическое состояния залежи.

С целью установления гидродинамической связи между линией нагнетания и добывающими скважинами выполнялись выполнены исследования по закачке индикаторной жидкости в восьми нагнетательных

скважинах. В качестве индикаторного вещества в нагнетательные скважины закачивался водный раствор роданида аммония.

Участки проведения трассерных исследований с указанием преимущественного направления развития каналов низкого фильтрационного сопротивления приведены на рисунке 3.3.

Как показали исследования, большинство добывающих скважин слабо либо совсем не связаны с нагнетательными, либо связаны с ними локально. Что ярко подтверждается дискретным характером выноса трассера (рисунок 3.3, а и б). Вместе с тем, на ряде участков, между нагнетательной и добывающей отмечается наличие системы гидродинамически связанных каналов, развивающихся в высокопроницаемом пропластке (рис.3.3, в). Характерным является то, что основным направлением фильтрации являются южное направление.

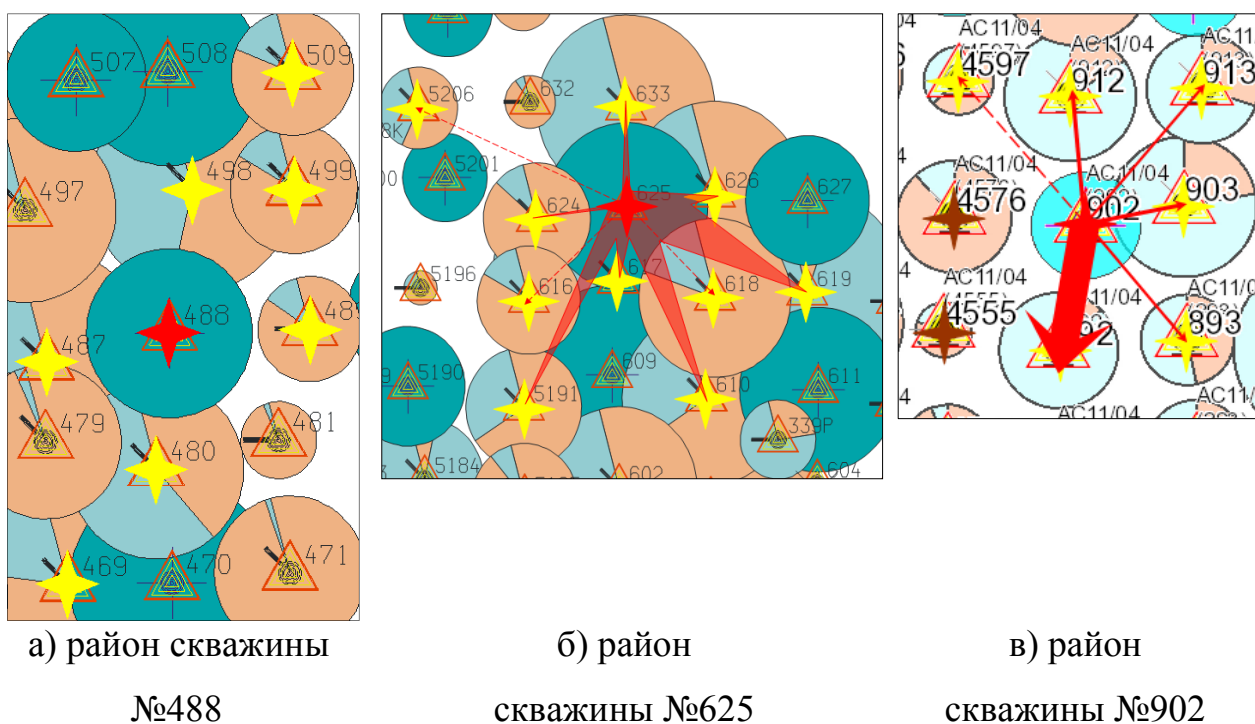


Рисунок 3.3 Схемы трассерных исследований по пласту AC₁₂

Доля воды, фильтрующейся по каналам, в обводнении добывающих скважин составила в среднем всего 0,6 %, т.е. утверждать о влиянии высокопроницаемых каналов на обводнение добывающих скважин

затруднительно. Поэтому фронт вытеснения на участках добычи неравномерный. Такая низкая степень влияния нагнетающих скважин на добывающие, и их локальность, и избирательность воздействия, привели к тому, что упруго-водонапорный режим залежи на участках отбора, фактически начал переходить в газовый режим. Прежде всего это проявилось тем, что забойные давления некоторых скважин, не смотря на работу системы ППД, по своим значениями достаточно близко приблизились к давлению насыщения.

Такое энергетическое состояние в зоне отбора формирует на месторождении малодобитный фонд. Для таких скважин подбор насосного оборудования сложная задача. С одной стороны, такие скважины достаточно эффективно эксплуатируются ШГН. Однако на месторождении рекомендованная длина спуска данных насосов составляет 1650 м, средний динамический уровень 1412 м, депрессия на пласта 7 – 8 МПа. Естественно, многие скважины не могут обеспечить такие параметры работы. Кроме того, для установки ШГН важным фактором является профиль скважины, и для многих из них работа штангового насоса не рекомендована.

В свою очередь ЭЦН, даже с невысокой производительностью, не всегда может работать эффективно и согласовано с параметрами системы «пласт-скважина». Поэтому на практике, при использовании ЭЦН, в случае снижения производительности скважины, его заменяю на менее производительный.

Таким образом вопрос применения методов интенсификации при освоении запасов месторождения является важной составляющей успешной разработки. Как показал анализ результатов разработки месторождения, использование таких технологических подходов как горизонтальные участки и зарезка боковых стволов, не сильно способствуют повышению нефтеотдачи. Соответственно, в качестве методов интенсификации добычи следует рассматривать различные вариации ГРП, обработки призабойных зон пласта, и геолого-технологических мероприятий, направленных на

поддержания изначального состояния призабойной зоны и увеличения её проницаемости.

Другим важным аспектом, в силу низкого дебита добывающих скважин, является высококачественное выполнение процедуры оптимизации эксплуатационного оборудования при изменении энергетического состояния пласта в зоне отбора. Как в вопросах верного подбора насосно-компрессорного оборудования, так и при работах в скважине.

3.3 Анализ эффективности проводимых МУН на месторождении

Применяемые мероприятия направлены на вовлечение недренируемых запасов (уплотняющее бурение, ГРП, перфорация), выравнивание выработки (направленные ГРП, применение ОРЗ и РИР, потокоотклоняющие технологии), интенсификацию притока (ГРП, ОПЗ). Результативность и объем основных мероприятий за период с 2011 по 2016 года указана в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты проведения ГТМ за период 2011-2016 гг.

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополниная добыча нефти, тыс.т	Удельный технологический эффект, тыс.т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4
ЗБС	96	216,3	2,3
ГС	7	20,9	2,9
РИР	5	3,76	0,7
Оптимизация скважинного оборудования	519	1053,4	2,0
ОПЗ добывающих скважин	4	3,45	1,2
ОПЗ нагнетательных скважин	44	79,2	1,8
Потокоотклоняющие технологии	133	268,66	2,0

3.3.1 Выравнивание профилей приемистости и фронта вытеснения

С целью увеличения охвата пласта вытеснением и вовлечения слабодренируемых запасов нефти в разработку в нагнетательных скважинах за анализируемый период проведено 133 скважинооперации по закачке оторочек химических реагентов с целью выравнивания профиля приёмистости и фронта вытеснения.

В 20 скважинах проводились комплексные закачки (структурированная система+вязкоэмульсионный состав, полимерный гелеобразующий состав+вязкоэмульсионный состав, вязкоэмульсионный полимерный состав+вязкоэмульсионный состав, полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ, структурированная система + раствор ПАВ, СКО + раствор ПАВ + полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ). Необходимость комплексирования базовых составов в комплексные технологии воздействия вызвана значительной расчлененностью и неоднородностью строения продуктивных коллекторов, как по проницаемости, так и по нефтенасыщенности.

Закачка оторочек ПАВ и вязко-эмульсионных составов служит для усиления действия более «жестких» составов (полимерно-гелеобразующих и структурированных систем), доотмывая остаточную нефть и создавая в пласте оторочки эмульсий повышенной вязкости. Целесообразность закачки составов на основе нефтенола (ВЭС) «второй оторочкой» связана с отсутствием химической и термической деструкции нефтенола в пласте, что обуславливает сохранение рабочих свойств эмульсии при глубоком проникновении в пласт, когда использование большеобъемных оторочек более «жестких» по воздействию гелеобразующих и осадкообразующих композиций проблематично. Поскольку, внешней фазой таких эмульсий является углеводород, то эти эмульсии легко соллюбилизируют капли остаточной нефти, создавая на фронте вытеснения зону с повышенным

содержанием нефти, перемещая ее за счёт создания повышенных градиентов к добывающим скважинам.

Динамика применения потокоотклоняющих и нефтеотмывающих технологий за период 2013-2016 гг. представлена в таблице 3.2 и 3.3.

Применялось 12 различных технологий выравнивания профиля приёмистости и фронта вытеснения. Проводились закачки составов на основе полимеров (полимерных гелеобразующих составов ПГС, глинополимерных гелеобразующих составов ГПГС), эмульсий (вязкоэмульсионных составов ВЭС, вязкоэмульсионных полимерных составов ВЭПС, вязкоэмульсионных дисперсных составов ВЭДС, вязкоэмульсионных бесполимерных составов ВЭБС), растворов ПАВ (СКО + раствор ПАВ, ГКО + раствор ПАВ, растворитель + раствор ПАВ, растворов ПАВ), а также осадкогелеобразующих составов и структурированных систем. Средний объём закачки химреагентов составил 166,6 м³.

Наибольшее применение на объекте нашли закачки вязкоэмульсионных составов – 34 скважинооперации со средней удельной эффективностью 1639,6 т/скв.-опер. и полимерных гелеобразующих составов – 28 скважиноопераций со средней удельной эффективностью 2018,7 т/скв.-опер.

По самостоятельным мероприятиям наиболее высокой удельной эффективностью характеризуются закачки глинополимерных гелеобразующих и структурированных составов соответственно 3090,6 и 2775,0 т/скв.-опер.

Текущая удельная эффективность других воздействий находится в пределах от 1493,4 т/скв.-опер. (закачка осадкогелеобразующего состава) до 2443,0 т/скв.-опер. (закачка растворителя + раствора ПАВ). Средняя текущая удельная эффективность самостоятельных мероприятий оценивается на уровне 1950,2 т/скв.-опер.

В двух скважинах, перед применением технологий, дополнительно для увеличения приёмистости проводились обработки призабойной зоны химическими реагентами.

Таблица 3.2 – Результаты оценки эффективности применения технологий по выравниваю профилей приемистости и потоков вытеснения

Технология воздействия	Кол-во скв.-опер., ед.	Удельный объём закачки, м3	Средняя продолжитель-ность эффекта, сут	Удельная эффективность, т/скв.-опер.	Дополнительная добыча нефти, т
Вязкоэмульсионный состав (ВЭС)	34	146,1	236	1639,6	55747,6
Вязкоэмульсионный дисперсный состав (ВЭДС)	6	186,7	173	1704,2	10225,4
Вязкоэмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	6	133,2	455	2285,6	13713,4
Вязкоэмульсионный бесполимерный состав (ВЭБС)	6	133,2	365	2367,3	14203,6
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	28	146,7	339	2018,7	56523,1
Глинополимерный гелеобразующий состав (ГППГС)	3	153,7	548	3090,6	9271,7
Осадкогелеобразующий состав (ОГС)	7	292,9	150	1493,4	10453,9
Структурированный состав (СС)	1	100,0	464	2775,0	2775,0
Раствор ПАВ	11	119,0	395	2100,4	23104,5
СКО + раствор ПАВ	3	116,3	407	2229,9	6689,8
ГКО + раствор ПАВ	3	133,3	622	2145,3	6435,9
Растворитель + раствор ПАВ	3	120,0	517	2443,0	7329,0
ОПЗ ГКО + структурированный состав	1	206,0	212	2353,6	2353,6
ОПЗ СКО с добавкой ПАВ + вязко-эмульсионный состав	1	111,0	943	2888,6	2888,6
Структурированная система + вязкоэмульсионный состав	2	260,0	319	2764,7	5529,4
Полимерный гелеобразующий состав + вязкоэмульсионный состав	6	220,8	435	2129,8	12778,8
Вязкоэмульсионный полимерный состав + вязкоэмульсионный состав	4	262,3	378	2543,8	10175,4

Полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ	4	231,3	452	2202,0	8807,8
Структурированная система + раствор ПАВ	3	266,7	508	2613,6	7840,9
СКО + раствор ПАВ + полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ	1	400,0	504	3076,2	3076,2
Средние значения	133	166,6	341	2029,5	
Суммарные значения					269923,5

Таблица 3.3 – Динамика применения технологий по выравниваю профилей приемистости и потоков вытеснения

Вид воздействия	Параметры	Ед. изм.	Годы разработки				
			2013	2014	2015	2016	2013-2016
Вязкоэмульсионный состав (ВЭС)	Кол-во скв.-опер.	ед.		5	5	24	34
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн		2240,8	1942,8	1451,2	1639,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	2,99	5,65	13,27	37,65	59,56
Вязкоэмульсионный дисперсный состав (ВЭДС)	Кол-во скв.-опер.	ед.			1	5	6
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн			2313,0	1582,5	1704,2
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т			1,36	8,87	10,23
Вязкоэмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	Кол-во скв.-опер.	ед.	1	3		2	6
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2262,1	2648,1		1753,5	2285,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	0,76	3,49	3,84	5,62	13,71
Вязкоэмульсионный бесполимерный состав (ВЭБС)	Кол-во скв.-опер.	ед.		1	5		6
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн		3158,0	2209,1		2367,3
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т		1,80	5,06	7,34	14,20
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	Кол-во скв.-опер.	ед.	3	7	5	13	28
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	3069,1	2857,4	1643,0	1469,2	2018,7
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	1,79	18,98	13,18	22,58	56,52
Глинополимерный гелеобразующий состав (ГПГС)	Кол-во скв.-опер.	ед.	2	1			3
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	3449,8	2372,2			3090,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	1,62	5,18	2,47		9,27
Осадкогелеобразующий состав (ОГС)	Кол-во скв.-опер.	ед.			2	5	7
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн			3270,6	782,5	1493,4
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т			1,43	9,03	10,45
Структурированный состав (СС)	Кол-во скв.-опер.	ед.	1				1
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2775,0				2775,0
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	0,55	2,23			2,78
Раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.		6	1	4	11
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн		2728,5	3119,1	903,6	2100,4
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т		7,44	11,15	4,51	23,10
СКО + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.	1	2			3
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2498,6	2095,6			2229,9

	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	2,50	1,64	2,55		6,69
ГКО + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.	1	2			3
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2688,9	1873,5			2145,3
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	10,21	3,09	2,92		16,22
Растворитель + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.		3			3
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн		2443,0			2443,0
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т		3,96	3,37		7,33
ОПЗ ГКО + структурированный состав	Кол-во скв.-опер.	ед.	1				1
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2353,6				2353,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т		2,35			2,35
ОПЗ СКО с добавкой ПАВ + вязкоэмульсионный состав	Кол-во скв.-опер.	ед.	1				1
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2888,6				2888,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	1,12	1,74	0,03		2,89
Структурированная система + вязкоэмульсионный состав	Кол-во скв.-опер.	ед.	2				2
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2764,7				2764,7
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	6,69	3,58			10,28
Полимерный гелеобразующий состав + вязкоэмульсионный состав	Кол-во скв.-опер.	ед.	2	4			6
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	3059,0	1665,2			2129,8
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	49,80	26,39	3,80	0,56	80,55
Вязкоэмульсионный полимерный состав + вязко-эмульсионный состав	Кол-во скв.-опер.	ед.	3	1			4
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2377,5	3042,8			2543,8
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	4,52	3,69	1,97		10,18
Полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.	3	1			4
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2425,8	1530,3			2202,0
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	1,73	5,58	1,50		8,81
Структурированная система + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.	2	1			3
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн	2622,0	2596,8			2613,6
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т	3,00	4,80	1,93		9,72
СКО + раствор ПАВ + полимерный гелеобразующий состав + раствор ПАВ	Кол-во скв.-опер.	ед.		1			1
	Доп.нефть на 1 скв.-опер.	тонн		3076,2			3076,2
	Доп.нефть с перех.эфф.	тыс. т		1,97	1,11		3,08

Эффективность воздействий оценивается на уровне 2353,6 т/скв.-опер. (ОПЗ ГКО + структурированный состав) и 2888,6 т/скв.-опер. (ОПЗ СКО с добавкой ПАВ + вязко-эмульсионный состав).

По комплексным мероприятиям наиболее высокой удельной эффективностью 3076,2 т/скв.-опер. характеризуется закачка СКО + раствор ПАВ + ПГС + закачка оторочек ПАВ. Удельная эффективность других воздействий находится в пределах от 2129,8 т/скв.-опер. (закачка ПГС + ВЭС) до 2764,7 т/скв.-опер. (закачка СС + ВЭС).

Средняя удельная эффективность комплексных мероприятий оценивается на уровне 2410,4 т/скв.-опер. Всего за счёт проведения 133 закачек потокоотклоняющих и нефтеотмывающих составов за период 2013-2016 гг. по окружающим добывающим скважинам дополнительная добыча нефти составила 269,92 тыс.т, при текущей удельной эффективности 202935 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 341 сут.

С учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча оценивается на уровне 357,91 тыс.т нефти.

3.3.2 Изоляционные работы

За период с 2010-2016 на месторождении было проведено 5 ремонтно-изоляционных мероприятий, из них в добывающих скважинах – 2, в нагнетательных скважинах – 3 (таб.3.4).

В добывающих скважинах №493 и №574 соответственно в феврале 2015 года и в сентябре 2014 года проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны. До мероприятий дебит жидкости (нефти) скважины №493 составлял 460,3 (16,8) т/сут, обводненность продукции 96,4 %. Скважина №574 находилась в бездействующем фонде. После РИР средний дебит скважин по жидкости (нефти) составлял 64,1 (10,8) т/сут, при обводненности продукции 83.2 %. За счёт мероприятий дополнительно добыто 1095,2 т нефти при удельной эффективности 547,6 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 290 суток.

Таблица 3.4 – Результаты проведения ремонтно-изоляционных мероприятий в скважинах Приобского месторождения

№ скв.	Дата	Приёмистость, м ³ /сут		Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %		Доп. добыча нефть, т
		до	после	до	после	до	после	
493	02.2015			16,75	17,55	96,36	83,28	47,14
574	09.2014			б/д	4,03	б/д	82,72	1048,04
953	11.2013	30,6	82,5					1487,44
871	11.2013	90,2	83,7					829,56
5311	11.2016	50,0	20,0					354,50
Средние		56,9	62,0	16,75	10,79	96,36	83,18	753,3
Суммарные значения								3766,69

В нагнетательных скважинах №953, 871 в ноябре 2014 года проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны совместно с глинокислотной обработкой, в скважине №5311 в ноябре 2016 года провели изоляцию водопромытых интервалов цементным составом.

До мероприятий средняя приемистость составляла 56,9 м³/сут, после воздействий увеличилась до 62,0 м³/сут. За счёт проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 2,67 тыс.т нефти, при удельной эффективности 890,5 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 288 суток.

За счёт проведения РИР в пяти скважинах, дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 3,77 тыс.т с учётом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий – 3,88 тыс.т, при удельной эффективности 753,3 т/скв.-опер.

3.3.3 Гидроразрыв пласта

Первые операции ГРП были проведены в 1992 г. фирмой "Юганскфракмастер". Затем, начиная с 1994 г., подключается компания "ИНТРАС". С 1999 г. по 2003 г. основным оператором была фирма

"Schlumberger", с 2004 г. – с целью увеличения конкуренции и улучшения качества ГРП количество сервисных компаний было увеличено, операции ГРП стали проводить "Halliburton", "Катконнефть", "Ньюкко".

К настоящему времени на Приобского месторождения проведено свыше 5775 операций ГРП. Динамика проведения ГРП приведена на рисунке 3.4.

Абсолютное большинство проведенных операций ГРП были успешными, и с точки зрения кратности приростов дебитов жидкости и нефти, и с точки зрения темпов обводнения. Первые операции ГРП характеризовались относительно небольшой массой закачиваемого проппанта (среднее значение около 10 т) и, соответственно, небольшой полудлиной трещины, до 35 м. Помимо этого, в 90-х годах еще не существовало надежных технологий закрепления проппанта в трещине, что приводило с одной стороны, к преждевременному выходу из строя насосов, с другой, к быстрому снижению продуктивности скважины. За последние годы технология проведения ГРП существенно усовершенствована.

Многочисленные лабораторные исследования позволили выбрать оптимальные рецептуры жидкостей разрыва, разработать более прочные марки проппанта и различные методы его крепления в призабойной зоне пласта.

Для оптимизации дизайна ГРП постоянно привлекаются современные методы исследования коллекторов. Усовершенствованы сами методики дизайна ГРП.

В результате этого осуществляется эффективное управление ГРП. На рисунке 3.5 приведено изменение распределения массы закачиваемого проппанта по годам для Приобского месторождения.

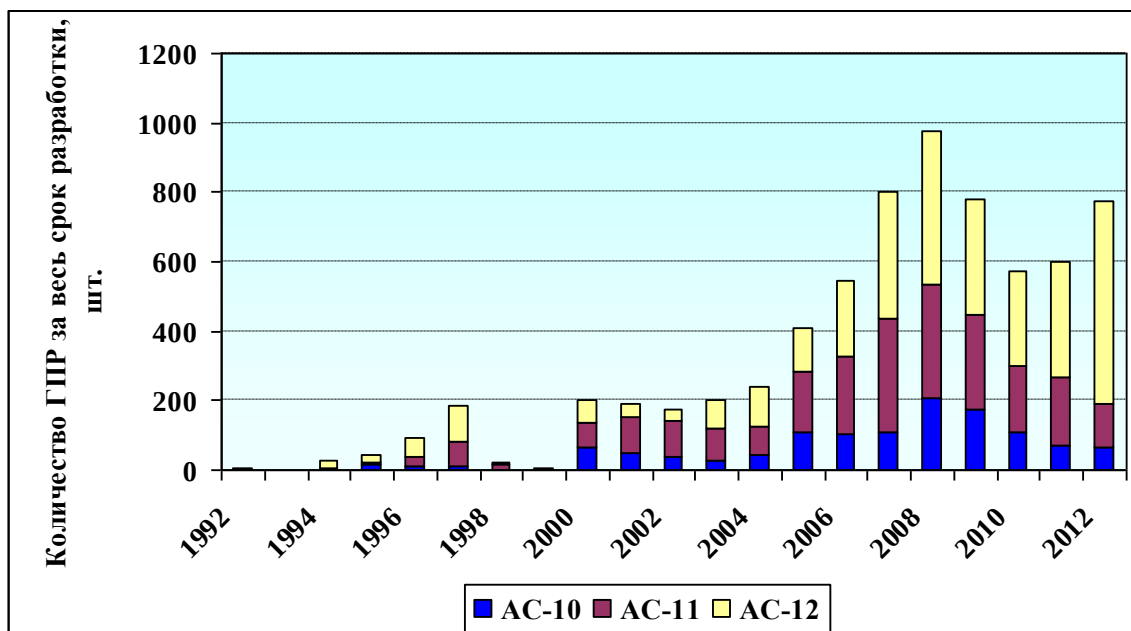


Рисунок 3.4 Динамика выполнения ГРП на Приобском месторождении

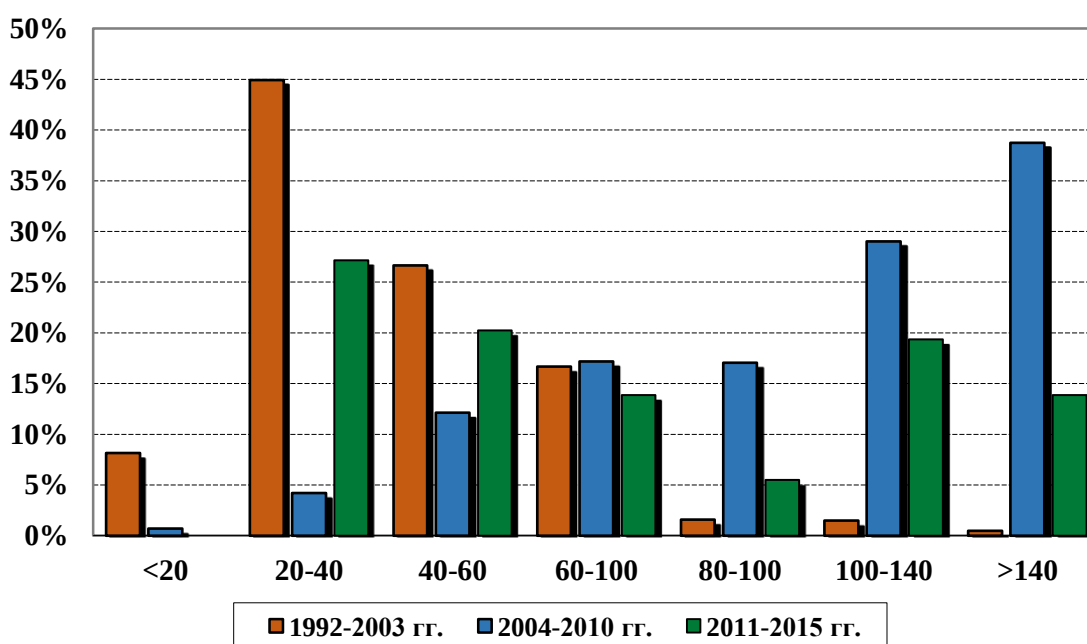


Рисунок 3.5 Распределение массы закаченного проппанта по годам

В настоящее время на месторождении проводится постоянный мониторинг качества жидкостей разрыва и расклинивающих агентов. Для этого была создана контрольно-аналитическая лаборатория.

Как видно из рисунка 3.6 с годами доля пластов AC_{10} и AC_{12} увеличивается (84% от всех ГРП). Работа по выравниванию выработки по

пластам ведется, так как требуется интенсификация отборов с АС₁₀ и АС₁₂ (наименее выработанные по сравнению с АС₁₁).

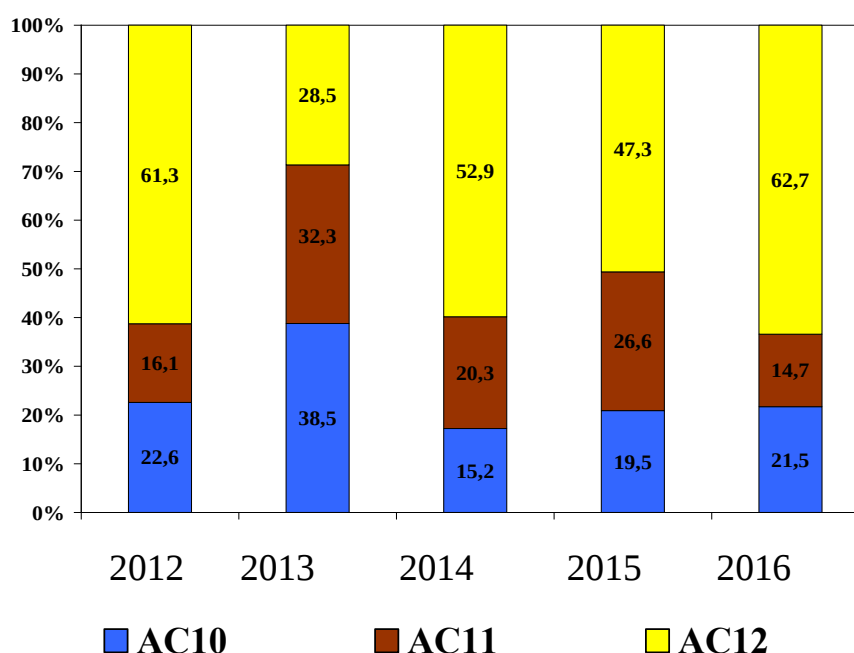


Рисунок 3.6 Доли пластов с ГРП

Продолжительный период эксплуатации существующих скважин с ГРП и наличие больших остаточных запасов, делает актуальным проведение повторных ГРП. На Левобережной части месторождения основная масса мероприятий ГРП проведена до 2000 г. Существуют определенные технические трудности, связанные с необходимостью закачкикратно больших объемов проппанта при повторной стимуляции скважин. Развитие технологий позволило решить и эту проблему.

За последние три года на месторождении проведено 54 повторных скважин-операций ГРП. Средний дебит нефти до повторного ГРП составлял 13,5 т/сут, средний дебит нефти после ГРП – 46,8 т/сут. Характер обводнения добываемой продукции в целом не меняется.

3.3.4 Горизонтальные скважины

Одним из перспективных и, нередко, весьма эффективных способов интенсификации добычи на месторождениях, находящихся на любой стадии разработки, является бурение горизонтальных скважин. В южной части

месторождения согласно групповому рабочему на строительство эксплуатационных горизонтальных скважин с использованием импортного оборудования, было пробурено семь горизонтальных скважин (ГС): 6645Г, 6814Г, 6816Г, 6817Г, 6831Г, 6832Г, 6853Г.

Начальные дебиты ГС оказались в несколько раз ниже предполагаемых — от 6 до 15 т/сут. Основной причиной низких и нестабильных дебитов данных горизонтальных скважин является чрезвычайно высокая расчлененность участка и низкая проницаемость самого коллектора, что не было учтено по причине малоразвитых технологий бурения того времени.

Необходимо отметить, что технологическая эффективность ГС на пласте АС11 месторождения не сопоставима с ННС с применением ГРП. Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину составляет 101,8 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам — 55,5 тыс. т (от 8,9 до 133,8 тыс. т).

Рассмотрим несколько скважин для примера.

Скважина 6814Г. Скважина расположена в чисто-нефтяной зоне, начальные нефтенасыщенные толщины в районе скважины порядка 20 м. Введена в разработку в ноябре 2008 г. С апреля 2011 г. скважина находилась в бездействии по причине падения изоляции УЭЦН до нуля.

В сентябре 2012 г. скважина ввелась в работу с дебитами больше в 2 раза, чем на момент остановки и небольшим снижением обводненности. Дальнейшая работа скважины характеризуется относительной стабильностью — дебиты падают, обводненность растет. В сентябре 2013 г. произошло резкое обводнение и при стабильном дебите жидкости (изменение с 12 по 13 %) содержание воды в продукции скважины возросло в 5 раз (с 9,4 % до 45,5 %). Столь резкое обводнение можно объяснить исключительно прорывом воды от нагнетательной скважины 6791. В данном случае имеет место быть случаю пересечения трещины авто-ГРП нагнетательной скважины с горизонтальным стволом анализируемой добывающей скважины.

Таблица 3.6 - Технологические показатели работы горизонтальных скважин

Скв.	Начальные параметры			Состояние на 01.01.2017 г.				Накопленная добыча нефти, тыс. т
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Состояние	
6645Г	из бурения в ликвидацию							
6814Г	11,1	11,3	1,3	6,0	75,8	92,1	раб.	21,3
6816Г	8	8,1	0,8	8,6	71,6	88,0	раб.	37,9
6817Г	6,6	6,7	1,3	-	-	-	в безд.	8,9
6831Г	6,4	6,6	1,7	28,5	34,2	16,8	раб.	92,9
6832Г	14,6	14,9	1,7	34,7	52,0	33,2	раб.	133,8
6853Г	7,2	7,3	1,3	19,9	23,4	14,8	накопл.	38,1

В августе скважина была остановлена для проведения ГРП со следующими технологическими показателями — дебит нефти 0,2 т/сут, обводненность 96,4 %. В январе г. на скважине было проведено повторное ГРП. В настоящее время дебит нефти по скважине составляет 4,6 т/сут, дебит жидкости – 109,0 т/сут, обводненность — 95,8 %, накопленная добыча нефти — 21,3 тыс. т.

Скважина 6816Г. Скважина располагается в чисто-нефтяной зоне, начальные нефтенасыщенные толщины порядка 16 – 18 м. Скважина введена в работу в октябре 2008 г. (добыча ведется механизированным способом — насосом ЭЦН) с дебитом нефти 8,0 т/сут и обводненностью 0,8 %. В следующем месяце дебиты установились на уровне 21 т/сут, обводненность составила 1,1 %. В дальнейшем скважина работала с небольшими перерывами по причине падения изоляции УЭЦН и т.д. с декабря 2012 г. скважина находилась в накоплении по причине малодобитности – дебит нефти менее 1,7 т/сут. В июне 2014 г. произошло резкое увеличение

обводненности — с 5,4 % до 42,3 %. В октябре 2014 г. произошел еще один скачок обводненности — с 39 % до 90 %.

В районе работы данной горизонтальной скважины расположены нагнетательные скважины 6793 и 6834. Обе скважины работали в момент прорыва воды и могли быть причиной обводнения. Однако по результатам проведенного анализа трещин авто-ГРП наблюдается пересечение ствола горизонтальной скважин 6816Г и трещины в нагнетательной скважине 6793, по которой и произошел резкий прорыв воды.

В феврале 2016 г. скважина была остановлена для проведения ГРП. В июне 2017 г. на скважине был проведен повторный ГРП.

Текущие показатели работы скважины: дебит нефти — 8,6 т/сут, дебит жидкости — 71,7 т/сут, обводненность — 88,0 %. Накопленная добыча нефти — 37,9 тыс. т.

Скважина 6817Г. Скважина введена в работу в июне 2008 г. с дебитом нефти 6,6 т/сут, обводненностью 1,3 % (оборудована ЭЦН). Скважина расположена в нефтенасыщенных толщинах порядка 17 м.

Работа скважины в начальный период нестабильна — 3-7 месяцев работы чередуются с месяцами простоя (по причине падения изоляции насоса). В декабре 2012 г. скважина после очередного простоя была запущена фонтанным способом с дебитом нефти 11,0 т/сут и обводненностью 2,9 %. В течение последующих 48 месяцев скважина работала без остановок вплоть до октября 2016 г., когда с дебитом нефти 0,9 т/сут и обводненностью 91,2 % была остановлена для проведения ГРП.

В феврале 2013 г. произошел резкий скачок обводненности — с 2,4 % до 64,1 %, и в марте 2015 г. второй скачок — с 66,4 % до 92,2 %. Это связано с прорывом воды по трещинам авто-ГРП от нагнетательных скважин. В районе работы данной горизонтальной скважины расположены нагнетательные скважины 6795 и 6835. Наблюдается пересечение ствола горизонтальной скважин 6817Г и трещины в нагнетательной скважине 6835.

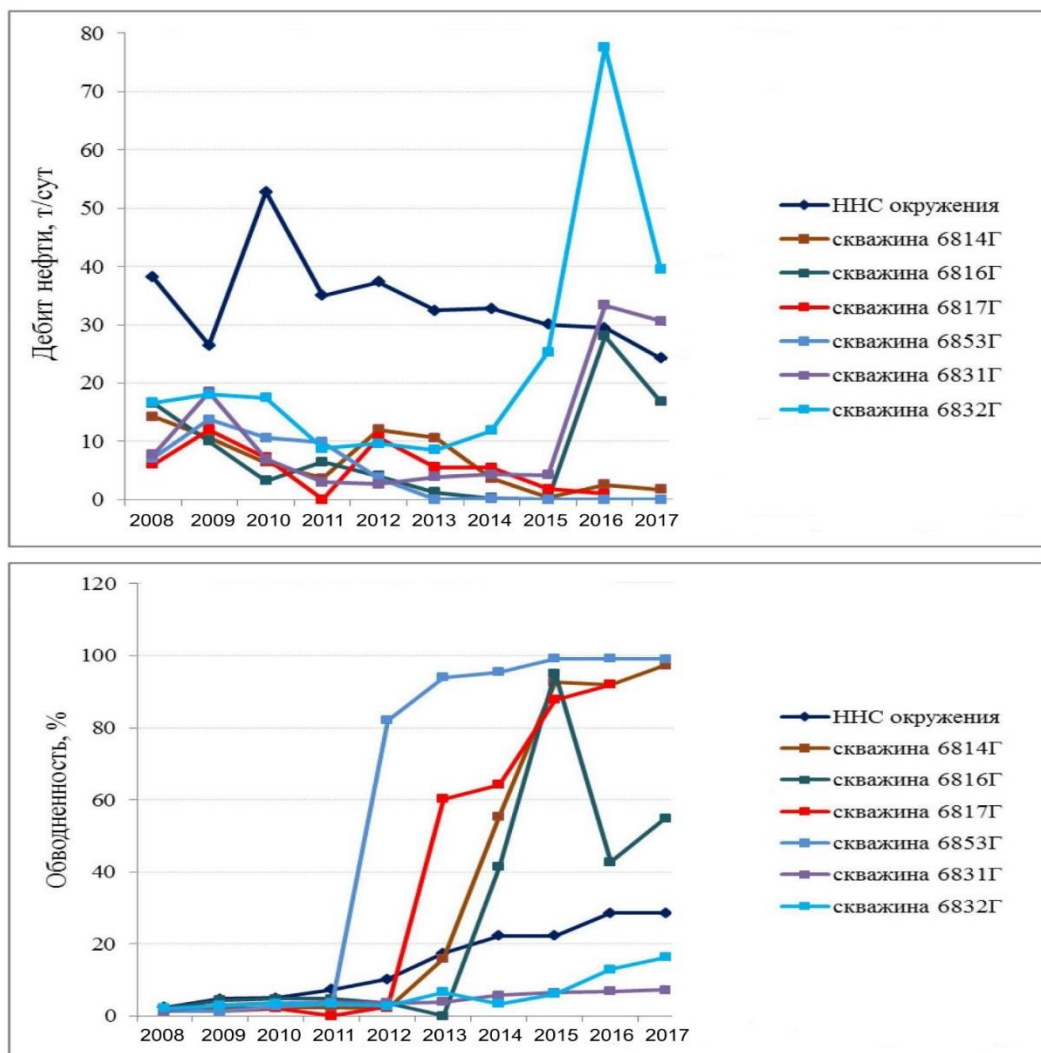


Рисунок 3.7 Сопоставление показателей работы наклонно-направленных (ННС) и горизонтальных скважин (Г)

В настоящее время скважина находится в бездействии из-за негерметичности эксплуатационной колонны. Накопленная добыча за весь период эксплуатации составила 8,9 тыс. т.

Таким образом, работа горизонтальных скважин не является достаточно эффективной в условиях месторождения. Прежде всего, по показателю добычи видно, что дебиты горизонтальных и наклонно-направленных скважин являются сопоставимы (рис.3.7). Кроме того, наклонно-направленные скважины с ГРП, демонстрируют больший объем добычи чем у горизонтальных скважин. Это определило то, что количество горизонтальных скважин на месторождении составляет всего 7 единиц.

3.3.5 Зарезка боковых стволов

Зарезка боковых стволов (ЗБС) применяется для направленного вовлечения в разработку слабодренируемых целиков нефти. Наиболее актуально применение ЗБС на месторождении для увеличения коэффициента охвата пластов AC_{11} разбуренной части.

Первые операции по бурению ЗБС на месторождении были начаты в 2007 г. До 2012 года было выполнено 6 операций ЗБС. В период с 2012 по 2016 года было пробурено 96 боковых стволов с опережением проекта в 2014 и 2016 г.г. (рис.3.8).

ЗБС проводится на скважинах как действующего, так и бездействующего фондов. Критериями для ЗБС на действующих скважинах является дебит нефти скважин менее 5 т/сут, резкий скачок обводненности в последние месяцы, либо обводненность более 60-70%, а также значительные объемы остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по области (не менее 100 тыс.т.). Для скважин бездействующего фонда необходимо наличие достаточных ОИЗ по окружению.

Рассмотрим несколько примеров по скважинам, по которым были проведены ЗБС за 2012- 2016 г.



Рисунок 3.8 Сравнение фактического и проектного количества ЗБС по годам

Например, скважина № 4493 - проектная добывающая на пласты AC_{11}^2 и AC_{11}^4 , была введена в эксплуатацию в сентябре 2007 г. С апреля 2009 г. находится в бездействии. Показатели разработки перед переводом в бездействующий фонд: дебит по нефти 13,7 т/сут, по жидкости – 30,4 т/сут, обводненность – 54,9 %. Накопленная добыча: жидкости – 18,5 тыс.т, нефти – 12,6 тыс. т. Остаточные извлекаемые запасы по данной скважине составляют 657,6 тыс.т.

Ввиду технической невозможности дальнейшей эксплуатации скважины № 4493, для вовлечения в разработку запасов, не охваченных выработкой, было предложено приобщить пласт AC_{11} и выполнить реконструкцию методом зарезки второго ствола на северо-восток (отход 210 м) на объекты AC_{11}^2 , AC_{11}^3 .

После проведения ЗБС на пласты AC_{11}^2 и AC_{11}^3 запускной дебит нефти составил 112,5 т/сут, жидкости 117,9 т/сут, обводненность 4,6 %. На 01.01.2014 г. накопленная добыча нефти от ЗБС на скважине №4493 составляет 31,2 тыс.т, текущая обводненность – 20,4 %. Зарезка бокового ствола на этой скважине позволила вовлечь в разработку слабодренлируемые запасы зоны пластов AC_{11}^2 и AC_{11}^3 .

Скважина № 265Р - проектная добывающая на пласт AC_{11}^1 , введена в эксплуатацию в январе 1999 г. Показатели разработки данной скважины на февраль 2011 г. – находится в бездействии. Накопленная добыча: жидкости – 652,8 тыс.т, нефти – 138,3 тыс.т. Остаточные извлекаемые запасы по данной скважине составляют 468,5 тыс.т.

Ввиду нерентабельности дальнейшей эксплуатации скважины № 265Р, для увеличения темпов отбора добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи, было рекомендовано выполнить реконструкцию методом зарезки второго ствола на пласты AC_{11}^1 и AC_{11}^2 . Направление ствола на северо-восток (отход 350 м).

Дополнительная добыча за последние пять лет от ЗБС составила – 216 тыс.т. Удельная дополнительная добыча составила 10,5 тыс.т./скв.опер. Общая дополнительная добыча от ЗБС составила 216,1 тыс.т.

Однако сравнение средних дебитов скважин по нефти показывает, что дебиты скважин с ЗБС (12,2 т/сут), меньше чем дебитов наклонно-направленных (18,0 т/сут). Таким образом, ЗБС не позволяет значительно нарастить объем добычи в эксплуатационном фонде. Между тем, этот метод позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Успешность данного мероприятия определила увеличение ЗБС, прежде всего по пластам, отстающим по темпам выработки.

3.4 Сравнение результативности с другим месторождением

Для определения степени эффективности реализуемых методов увеличения нефтеотдачи, выполним сравнение результативности и объем дополнительной добычи для Приобского, и расположенного рядом Приразломного месторождения. Результаты представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Сравнение результативности МУН на Приобском и Приразломном месторождениях за 2011-2016 г.

Метод	Месторождение	
	Приобское	Приразломное
1. ГРП		
а) количество опер.	5775	1776
б) доп. добыча нефти, тыс. т	7753,3	1195,6
2. Зарезка боковых стволов		
а) количество опер.	96	58
б) доп. добыча нефти, тыс. т	216,3	530,2
3. Ввод горизонтальных скважин		
а) количество опер.	7	2
б) доп. добыча нефти, тыс. т	20,9	181,1
4. ОПЗ добывающих скважин		
а) количество опер.	4	695
б) доп. добыча нефти, тыс. т	3,45	446,9
5. Потокоотклоняющие технологии		
а) количество опер.	133	53
б) доп. добыча нефти, тыс. т	268,66	76,7
6. РИР		

а) количество опер.	5	3
б) доп. добыча нефти, тыс. т	3,45	15,6
9. Оптимизация скважинного оборудования		
а) количество опер.	519	267
б) доп. добыча нефти, тыс. т	1053,4	552,5
Всего добыто нефти, тыс. т	9319,46	3003,9

Как видно из сравнения основным методом на обоих месторождениях является ГРП, обеспечивающий самый значительный вклад в общий объем дополнительной добычи, в то же время, количество операций на Приобском месторождения больше почти в 3,3 раза. (рис.3.9, рис.3.10).

Это вызвано тем, что процесс освоения запасов месторождения основан на системном выполнении ГРП. При этом средний объем дополнительной добычи на одну операцию ГРП составляет 1,34 тыс.тонн нефти, в то время как на Приразломном 0,67 тыс. тонн. Что указывает на значительное более эффективную реализацию данного метода на Приобском месторождении.

Относительно массовости других методов, картина на месторождениях различная. Так для Приобского вторым по значимости является оптимизации насосного оборудования, в то время как для Приразломного – ОПЗ. Оптимизация, наряду с ГРП, является основным методом обеспечивающим дополнительную добычу, и за счет её на Приобском месторождении добывается 1053,4 тыс. тонн нефти. Что совместно с ГРП, обеспечивает около 94 % всей дополнительной добычи. На Приразломном месторождении, оптимизация, ЗБС, и методы ОПЗ дополнительно обеспечили 552,5, 530,2 и 446,9 тыс. тонн нефти соответственно.

В тоже время, на Приобском месторождении практически весь объем ОПЗ выполняется на нагнетательном фонде, для повышения эффективности работы системы ППД. Поскольку большинство добывающих скважин слабо либо совсем не связаны с нагнетательными, либо связаны с ними локально. Поэтому увеличение охвата пласта процессом вытеснения и вовлечения слабодренируемых запасов нефти в разработку на участках нагнетания,

является одно из основных задач современно этапа разработки месторождения.

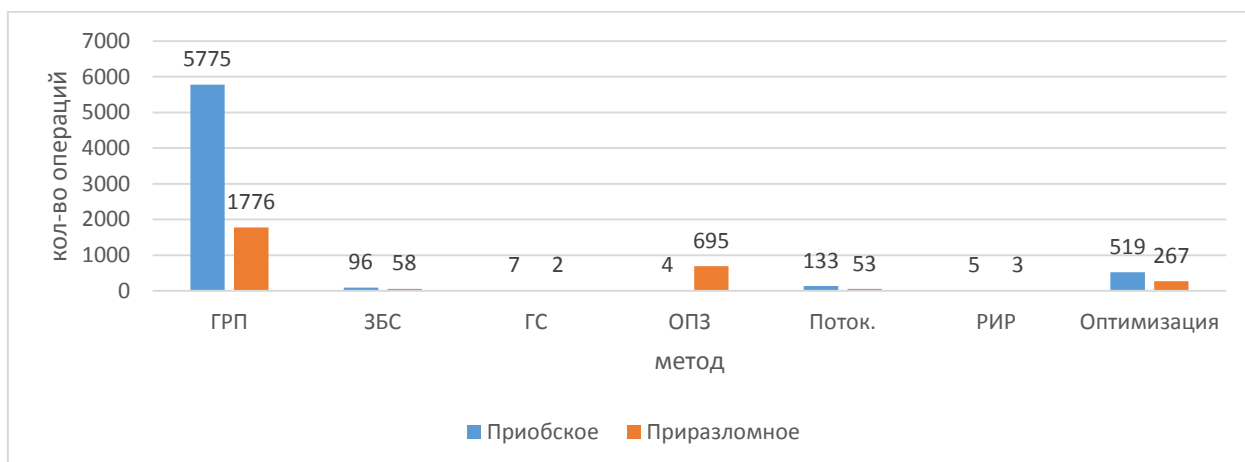


Рисунок 3.9 Сравнение количества МУН по месторождениям

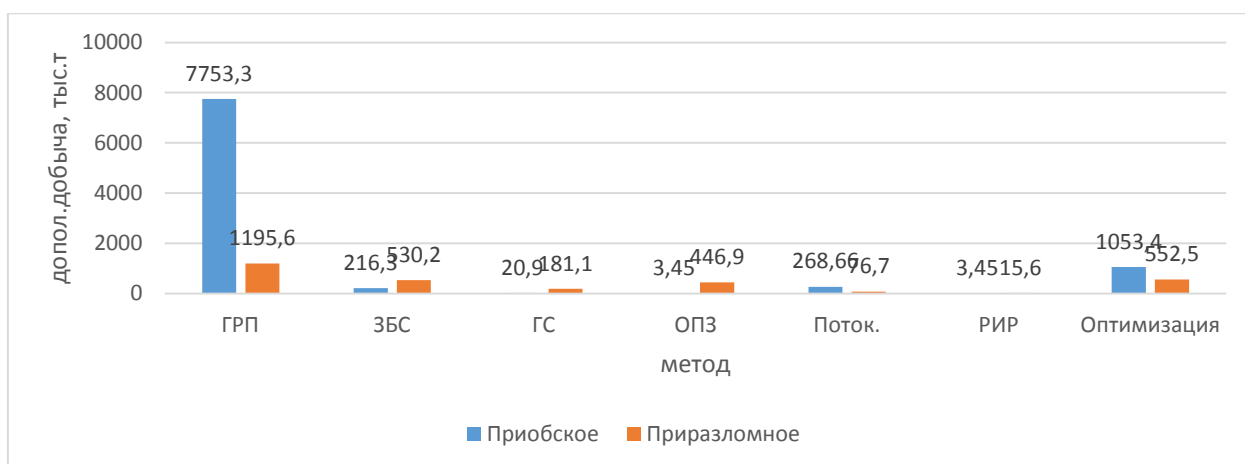


Рисунок 3.10 Сравнение дополнительной добычи за счет МУН по месторождениям

Во многом такая характеристика применения МУН обосновывается особенностями геологического строения мсторождений, которые не смотря на свою близость в месторасположении, обладают отличным друг от друга строением. В силу этого наиболее универсальный метод, показывающий эффективность в различных условиях и имеет более широко распространение. Данным методом является ГРП.

3.5 Определение технологической эффективности при реализации однопластового ГРП

Рассчитаем основные характеристики гидроразрыва пласта АС₁₁ скважины 5449 куста 282, глубина нижних отметок перфорации - 2605 м, мощность пласта $h = 11$ м. Разрыв производится по НКТ с пакером, жидкости разрыва и песконосителя – вязкая вода с плотностью 1030 кг/м^3 и вязкостью $0,275 \text{ Па}\cdot\text{с}$., предполагается закачка в скважину проппанта 16/20 ForeProp 30 тонн. Дебит жидкости скважины до ГРП составляет $27 \text{ м}^3/\text{сут}$, нефти – 16 т/сут . Для расчета показателей ГРП воспользуемся методикой Мищенко И.Т.

Рассчитаем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{zg} = \rho_{zn} g L_c = 2500 \cdot 9,8 \cdot 2605 = 63,8 \text{ МПа} \quad (3.1)$$

Рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления:

Таблица 3.8 – Исходные данные для расчета ГРП

Параметры	Значения
Глубина скважины, L_c (м)	2605
Величина интервала перфорации, $H_{ин}$ (м)	11
Внешний диаметр НКТ, $d_{вн}$ (м)	0,089
Диаметр эксплуатационной колонны, D (мм)	194
Плотность породы, ρ_{zn} (кг/м^3)	2500

$$P_{zz} = P_{zg} \frac{\nu}{1-\nu} = 63,8 \frac{0,275}{1-0,275} = 21,3 \text{ МПа} \quad (3.2)$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,275$);

Зная составляющие горного давления рассчитаем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_z^{разр}}{P_{zz}} \left(\frac{P_z^{разр}}{P_{zz}} - 1 \right)^3 = 5,25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \left(\frac{E}{P_{zz}} \right)^2 \frac{Q\mu_{жр}}{P_{zz}}; \quad (3.3)$$

где E – модуль упругости пород ($E = 2 \cdot 10^4 \text{ МПа}$)

Q – темп закачки жидкости разрыва, $\text{м}^3/\text{с}$ (темп закачки возьмем равным $Q = 2 \text{ м}^3/\text{мин}$);

$P_3^{раз}$ - давление разрыва, МПа ($P_3^{раз} = 24,4 \text{ МПа}$).

Определим объемную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{(C_n / \rho_n) + 1} = \frac{300 / 2720}{(300 / 2720) + 1} = 0,099 \quad (3.4)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м^3 жидкости ($C_n = 300 \text{ кг}/\text{м}^3$)

ρ_n – плотность пропанта ($\rho_n = 2720 \text{ кг}/\text{м}^3$);

Рассчитаем плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$\rho_{жн} = \rho'_{жн} (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n \quad (3.6)$$

$$\rho_{жн} = 1030 \cdot (1 - 0,099) + 2720 \cdot 0,099 = 1197,9 \text{ кг}/\text{м}^3$$

где $\rho'_{жн}$ – плотность жидкости песконосителя;

Рассчитаем вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{жн} = \mu'_{жн} \cdot e^{3,18\beta_n} \quad (3.7)$$

$$\mu_{жн} = 0,27 \cdot e^{3,18 \cdot 0,099} = 0,377 \text{ Па} \cdot \text{с}$$

где $\mu'_{жн}$ – вязкость жидкости песконосителя;

Определим число Рейнольдса:

$$\text{Re} = 4Q\rho_{жн} / (\pi d_{вн} \mu_{жн}) \quad (3.8)$$

$$\text{Re} = 4 \cdot 0,033 \cdot 1197,9 / (3,14 \cdot 0,089 \cdot 0,377) = 1515$$

где Q – темп закачки ($Q = 0,033 \text{ м}^3/\text{с}$);

Коэффициент гидравлического сопротивления получили равным:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (3.9)$$

$$\lambda = \frac{64}{1515} = 0,042$$

Рассчитаем потери на трение:

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot \rho_{жн}}{\pi^2 \cdot d_{вн}^5} \quad (3.10)$$

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot 0,041 \cdot 0,033^2 \cdot 2605 \cdot 1197,9}{3,14^2 \cdot 0,089^5} = 21,3 \text{ МПа}$$

Учитывая то, что при значении $Re > 200$ значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза, вследствие ранней турбулизации потока из-за наличия песка в жидкости:

$$P'_{тр} = 1,52 \cdot P_{тр} = 1,52 \cdot 21,3 = 32,3 \text{ МПа} \quad (3.11)$$

Рассчитаем давление на устье развиваемое при закачке жидкости - песконосителя:

$$P_y = P_z^{разр} - \rho_{жн} \cdot g \cdot L_c + P'_{тр} \quad (3.12)$$

$$P_y = 24,4 \cdot 10^6 - 1197,9 \cdot 9,8 \cdot 2605 + 32,3 \cdot 10^6 = 26,2 \text{ МПа}$$

Агрегат для нагнетания на IV скорости развивает рабочее давление 29,8 МПа, а рабочий расход $0,0063 \text{ м}^3/\text{с}$, следовательно необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{тс}} + 1 \quad (3.13)$$

$$N = \frac{26,2 \cdot 0,033}{29,8 \cdot 0,015 \cdot 0,5} + 1 \approx 5$$

где $K_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата, $K_{тс} = 0,5$

Определим объем продажной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot L_c \quad (3.14)$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,089^2 \cdot 2605 = 16,2 \text{ м}^3$$

Рассчитаем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n} \quad (3.15)$$

$$V_{жс} = \frac{30000}{300} = 100 \text{ м}^3$$

где $Q_{жс}$ – количество пропанта;

Суммарное время проведения ГРП:

$$t = \frac{V_{жс} + V_n}{Q} \quad (3.16)$$

$$t = \frac{1000 + 16,17}{0,033} = 58 \text{ мин}$$

Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{mp} = \sqrt{\frac{V_{жр} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) H_{ин} (P_3^{разр} - P_{zz})}} \quad (3.17)$$

$$L_{mp} = \sqrt{\frac{100 \cdot 2 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 11 \cdot (24,4 - 21,3)}} = 105,2 \text{ м}$$

Определим раскрытость трещины:

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{mp} \cdot (P_3^{разр} - P_{zz})}{E} \quad (3.18)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 105,2 \cdot (24,4 - 21,3)}{2 \cdot 10^4} = 0,062 \text{ м}$$

Ожидаемый эффект от ГРП определим по приближенной формуле Г.К.

Максимовича:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\lg \frac{R_{\kappa}}{L_{mp}/2}} = \frac{\lg \frac{500}{0,1}}{\lg \frac{500}{105,2/2}} = 3,78 \quad (3.19)$$

Все полученные результаты расчета занесем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчета ГРП для скважины 5449 куста 282 Приобского месторождения (пласта АС₁₁)

Забойное давление разрыва $P_3^{разр}$, МПа	Давление на устье скважины P_y , МПа	Кол-во пропантa Q_n , т	Объем жидкост и для ГРП $V_{жс}$, м ³	Объем прода-вочной жидкост и V_n , м ³	Размеры трещины		Ожидаемый эффект от ГРП
					Длина L_{mp} , м	Ширина ω , см	
24,4	26,2	30	100	16,2	105,2	6,2	3,78

С учетом продуктивности скважины до ГРП, ожидаемый дебит скважины составляет 102,06 м³/сут, нефти – 60,48 т/сут. Прирост суточной добычи составит: жидкости 75,06 м³/сут, нефти – 44,48 т/сут. Дополнительная добыча за год составит: жидкости 27321,84 м³/сут, нефти – 16190,72 т/сут.

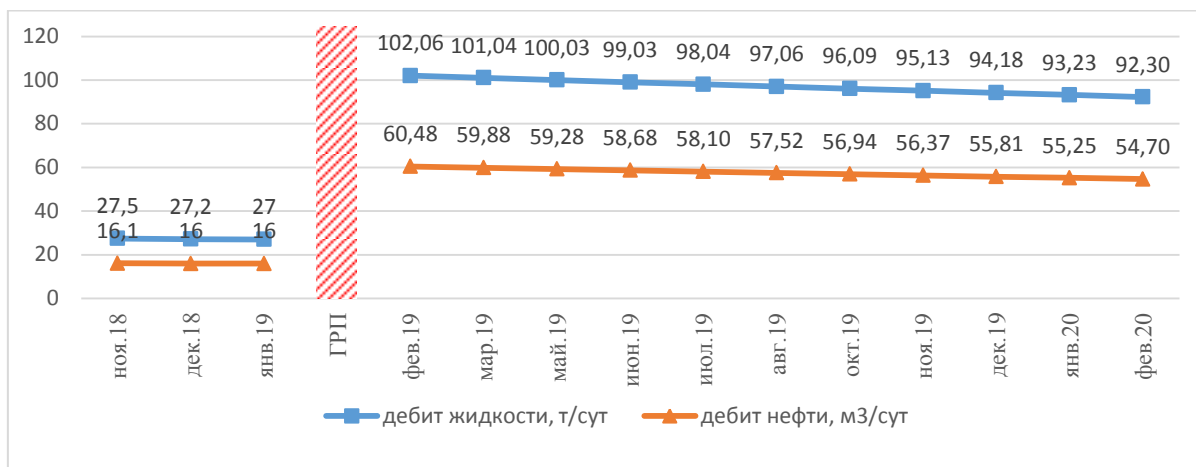


Рисунок 3.11 Параметры работы скважины №149 до и после ГРП

С учетом продуктивности скважины до ГРП, ожидаемый дебит скважины составляет 102,06 м³/сут, нефти – 60,48 т/сут. Прирост суточной добычи составит: жидкости 75,06 м³/сут, нефти – 44,48 т/сут. Дополнительная добыча за год составит: жидкости 27321,84 м³/сут, нефти – 16190,72 т/сут.

Выводы к разделу:

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины.

Основная продуктивность месторождения связана с отложениями черкашинской свитой, сложенной частым переслаиванием песчано-алевритовых пород и аргиллитов.

К настоящему моменту разбурено 32 % площади нефтеносности месторождения. В разработку вовлечено 62 % начальных геологических запасов нефти – 2348,7 млн.т. Накопленная добыча нефти составляет 289,5 млн.т., отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составляет 26 %, отбор от вовлеченных НИЗ - 33 %, текущая обводненность – 65,9 %.

В настоящее время существует большое количество различных методов увеличения нефтеотдачи, которые по принципу действия объединяют в следующие группы: физические, физико-химические и химические методы. Так же есть методы, которые в силу своей специфики занимают промежуточное положение: уплотнение сетки эксплуатационных скважин, модернизация системы разработки (очаговое заводнение, избирательное заводнение, создание блоков разработки, гидроразрыв пласта (ГРП), боковые

и горизонтальные стволы, микробиологические методы, волновые и электромагнитные методы.

Наибольшей эффективностью на месторождении демонстрируют различные вариации ГРП. В силу этого, такие операции как обработка призабойных зон, водоизоляционные работы, горизонтальные скважины мало практикуются на месторождении.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бычкову Денису Андреевичу

Институт	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Представлены исходные данные для расчета величины экономического эффекта и затрат на производство работ, расчёты дополнительной добычи нефти
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операции, нормы расхода материалов, инструментально определены ООО «РН-Юганскнефтегаз»
3. Используемая система налогообложения, ставки налоговых отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Ставка налога на прибыль 20 % Налог на добычу полезных ископаемых Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Обоснование необходимости проведения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернативы установки фильтра-сепаратора песчаных частиц с позиции экономической эффективности	Проведено обоснование необходимости выполнения сравнительного анализа коммерческого потенциала, перспективности и альтернативы установки фильтра-сепаратора песчаных частиц с позиции экономической эффективности
2. Расчет экономической эффективности применения фильтра-сепаратора механических частиц	Выполнены расчет экономической эффективности использования технологии эксплуатации скважины после гидроразрыва пласта с фильтром-сепаратором механических частиц
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бычков Денис Андреевич		

Основная цель экономических расчетов – дать экономическую оценку геолого-техническому мероприятию по выполнению гидраразрыва пласта АС₁₁ в скважине № 5449 Приобского месторождения.

ГРП на Приобском месторождении является важным мероприятием, выполнение которого осуществляется для реализации проектных уровней добычи и более полного извлечения запасов нефти. По своему показателю, данное мероприятие является самым эффективным на месторождении, по соотношению стоимость/дополнительная добыча.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание скважины в течение года и заработную плату работников.

Исходя из выше обозначенных факторов, составим таблицу исходных данных расчета экономических показателей для условий месторождения.

Таблица 4.1 - Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	18749,79
Нефти на внешнем рынке	долл.США/баррель	65,41
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина	долл.США/т	30
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС	руб./т	919

Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ГРП	тыс.руб./скв.	5312,0
Стоимость 1 часа работы бригады ТРС	руб./час	6312,8
Энергетические на 1 т добычи жидкости механизированным способом	руб./т	64
Расходы на оплату труда	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля	руб./долл.США	62,71
Доля нефти для продажи на внешнем рынке	%	0

4.1 Расчёт дополнительной добычи

Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от выполнения ГРП на скважине вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки»:

$$\Delta Q_t = (q_2 - q_1) \times 365 \times K_3 \quad (4.1)$$

где q_1 и q_2 - среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

K_3 – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$$\Delta Q_t = (60,48 - 16) \times 365 \times 0,9 = 14611,68 \text{ т/год}$$

4.2 Расчет единовременных затрат

К единовременным затратам отнесем затраты связанные с выполнением ГРП на скважине оператором-подрядчиком.

$$З_{ед} = 5312,0 \text{ тыс.руб.}$$

4.3 Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости).

Расчет себестоимости одной тонны нефти до выполнения ГРП:

Энергетические затраты:

$$З_{э} = Q_{н} \times Y_{э} \quad (4.2)$$

где $Y_{э}$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$Q_{н}$ - количество добытой нефти, т/год:

$$Q_{н} = q_1 \times 365 \times K_{э} \quad (4.3)$$

$$Q_{н} = 16 \times 365 \times 0,9 = 5256 \text{ т}$$

$$З_{э} = 5256 \times 16 = 84096 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_{н} \times Y_{тн} \quad (4.4)$$

где $Y_{тн}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$З_{тн} = 5256 \times 313,6 = 1648281,6 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{п} = Q_{н} \times Y_{п} \quad (4.5)$$

где $Y_{п}$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_{п} = 5256 \times 308,4 = 1620950,4 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{т} = Q_{н} \times X \times Y_{т} \quad (4.6)$$

где $Y_{т}$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X - доля нефти на экспорт, %.

$$З_т = 5256 \times 0 \times 1012 = 0 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от} \quad (4.7)$$

где $Y_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = n \times Y_{рем} \quad (4.8)$$

где $Y_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{рем} = C_{бр} \times T \quad (4.9)$$

где $C_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{рем} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб}$$

$$З_{рем} = 1 \times 820664 = 820664 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до ГРП

$$C_1 = \frac{\mathcal{E}_{общ}}{Q_0} \quad (4.10)$$

где $\mathcal{E}_{общ}$ – сумма эксплуатационных затрат до ГРП, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$\mathcal{E}_{общ} = З_э + З_{тн} + З_п + З_т + З_{от} + З_{рем} \quad (4.11)$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{общ} &= 84096 + 1648281,6 + 1620950,4 + 0 + 923600 + 820664 \\ &= 5097592 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$C_1 = \frac{5097592}{5256} = 969,86 \text{ руб.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после ГРП:

Энергетические затраты:

$$Q_n = 60,48 \times 365 \times 0,9 = 19867,68 \text{ т}$$

$$З_э = 19867,68 \times 16 = 317882,88 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 19867,68 \times 313,6 = 6230504,45 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = 19867,68 \times 308,4 = 6127192,51 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = 19867,68 \times 0 \times 1012 = 0 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = 1 \times 820664 = 820664 \text{ руб.}$$

Сумма эксплуатационных затрат после ГРП:

$$\begin{aligned} Э_{общ} &= 317882,88 + 6230504,45 + 6127192,51 + 0 + 923600 + 820664 \\ &= 14419843,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Себестоимость одной тонны нефти после ГРП:

$$C_2 = \frac{14419843,8}{19867,68} = 725,79 \text{ руб.}$$

4.4 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании применения ГРП определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta Э}{(C + E_n \times K)} \times 100\% \quad (4.12)$$

где $\Delta Э$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($З_{рем}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($З_{ед}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta Z = \Delta Q \times C_t, \quad (4.13)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2019 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 54,41\$. 1 баррель $\approx$ 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 62,71 руб.

$$\Delta Z = 14611,68 \times 0,1364 \times 54,41 \times 62,71 = 6800330,96 \text{ руб.}$$

$$\text{Эффект} = \frac{6800330,96}{(820664 + 0,16 \times (5312000 + 820664))} \times 100\% = 377,34 \%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{cp} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100 \%, \quad (4.14)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

$$C_{cp} = \frac{969,86 - 725,79}{969,86} \times 100\% = 25,16 \%$$

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. Поскольку доля реализации на внешнем рынке равна 0, то определим выручку от реализации на внутреннем рынке.

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{вн} = \Delta Q_{н} \times (1 - X) \times C_{вн} \quad (4.15)$$

где X – доля реализации на внешнем рынке.

$$\Delta B_{вн} = 14611,68 \times (1 - 0) \times 18749,79 = 273965931,5 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{ц} \times 919 - D_{м} \quad (4.16)$$

где 919 рублей – ставка НДС за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

К_ц- коэффициент определяется по формуле:

$$K_{\text{ц}} = \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (4.17)$$

где Ц – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

Ц_{баз} – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{ДВ}} \times K_{\text{КАН}}) \quad (4.18)$$

K_{НДПИ} = 559 руб./т;

K_в – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

K_з – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

K_д – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

K_{ДВ} – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

K_{КАН} – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов K_в, K_з, K_д, K_{ДВ}, K_{КАН} равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_{\text{н}} \times (B_{\text{с}} \times \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}})}{261} - D_{\text{м}}) \quad (4.19)$$

Производим расчёт НДС по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\begin{aligned} \text{НДПИ} = 14611,68 \times (919 \times \frac{(54,41 - 15) \times 62,71}{261} - (559 \times 13,22 \times (1 - 0,3 \\ \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 28888772,74 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где B_с – ставка НДС, 919 руб./т.;

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \text{П} \times C_{\text{нп}} \quad (4.20)$$

где C_{нп} – ставка налога на прибыль (20%);

П – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\Pi = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{э}} - \Delta Z_{\text{тн}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - \text{НДПИ} \quad (4.21)$$

$$\Pi = 273965931,5 + 0 - 233786,88 - 4582222,85 - 4506242,11 - 0 - 0 - 5312000 - 28888772,74 = 230442906,9 \text{ руб.}$$

$$\text{НП} = 230442906,9 \times 0,2 = 46088581,38 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \Pi - \text{НП} \quad (4.22)$$

$$\text{ЧП} = 230442906,9 - 46088581,38 = 184354325,5 \text{ руб.}$$

Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что выполнение ГРП положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти, снижая её на 25,16 %. Такое снижение обуславливается значительным увеличением дебита нефти, и соответственно общего объема добычи. После выполнения технологического мероприятия на скважине дополнительная годовая добыча нефти предположительно составит 14611,68 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 378 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 184354325,5 рубля. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Бычкову Денису Андреевичу

Институт	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</i>	<i>В ВКР объектом исследования являются МУН-ГРП, все мероприятия которых, проводятся на кустовой площадке Приобского месторождения.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Рассмотрены нормы и требования ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71 Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80 - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
2. Производственная безопасность <i>Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i> — физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; — действие фактора на организм человека; — приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); — предлагаемые средства защиты; — (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <i>Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i> — механические опасности (источники, средства защиты;	<i>Вредные факторы:</i> — утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; — превышение уровня шума; — превышение уровня вибрации. <i>Опасные факторы:</i> — возможность получения механических травм — возможность поражения электрическим током — работа с объектами находящимися под высоким давлением <i>Средства защиты: для защиты от вредного химического воздействия могут быть применены противогазы и респираторы. Противошумные наушники и беруши применяются для защиты органов слуха.</i>

– термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
3. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	3. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера –прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; – выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Бычков Д.А		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Цель данного раздела, создать оптимальные нормы мероприятий, для улучшения и обеспечения безопасности человека, и его труда, а также сохранения и продления его работоспособности в процессе деятельности, а также обеспечение охраны окружающей среды.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. В этой ВКР объектом исследования является кустовая площадка Приобского месторождения, на которой производятся различные мероприятия и операции по извлечению нефти, и увеличению ее притока. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. Рабочее место состоит из следующих элементов: кустовые площадки, установки УПН; основного оборудования; приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Также все работники предприятия, в том числе и руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно, у руководителей и специалистов - не реже одного раза в три года.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков. На опасных производственных объектах, связанных с освоением месторождений в продукции которых содержится сероводород, другие вредные вещества работники должны быть обеспечены изолирующими дыхательными аппаратами, лечебно-профилактическим питанием, средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи и т.д [13].

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.). Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия). Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника). Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность, укомплектованность и нахождение в специально отведенном

месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном мест

5.2 Производственная безопасность

Опираясь на ГОСТ 120003-74, все вредные и опасные факторы, воздействующие при мероприятиях проводимых на кустовой площадке, можно подразделить по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [7])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Метод увеличения нефтедачи- ГРП 2) Монтаж и демонтаж нефтепромыслового оборудования; 3) Обслуживание промысловых объектов, связанных с добычей нефти и газа	1) Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе; 2) Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3) Повышенный уровень вибрации; 4) Токсическое воздействие нефти и её паров;	1) Механические травмы 2) Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования; 3) Электробезопасность; 4) Пожаробезопасность	1) ГОСТ 12.1.005-88; 2) МР 2.2.7.2129-06; 3) СН 2.2.4/2.1.8.562-96; 4) ГОСТ 12.1.012-90; 5) СНиП 23-05-95; 6) ГОСТ 12.1.007-76; 7) ГОСТ 12.2.003-91; 8) ГОСТ 12.1.038-82

5.3 Анализ вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Одним из основных вредных факторов, присущим практически всем месторождениям расположенным в районе Западной Сибири относятся сложные климатические условия. Из параметров характеризующих климат и

оказывающих влияние на организм человека можно отнести такие условия как температура, скорость ветра, барометрическое давление, влажность.

Низкая температура, также как и высокая вызывает неблагоприятное воздействие на организм. Наиболее опасное для человека, явление гипотермия, вызывается продолжительной работой в условиях низкой температуры. Для избежания переохлаждения работникам рекомендуется находится на холоде не более 10 минут при температуре воздуха до -10°C .

Повышенный уровень шума

Всякий нежелательный звук принято называть шумом. Он оказывает вредное воздействие на человека, в первую очередь на ЦНС и сердечно-сосудистую систему, а также значительно снижает работоспособность. На кустовой площадке Приобского месторождения при проведении ГРП, основными источниками шумов будут являться различная техника, в частности насосные агрегаты используемые для большинства операций со скважинами. Из рекомендуемых мер по снижению шумового воздействия на рабочих, на кустовой площадке Приобского месторождения, используются применение СИЗ органов слуха, наушников, вкладышей, и специальных шлемов оборудованных наушниками

Повышенный уровень вибрации

Вибрационному воздействию на кустовой площадке подвергаются лишь те рабочие, работающие непосредственно на различной крупной технике, используемой для различных операций таких как например, спуск и подъем труб при капитальном и подземном ремонте скважин. Вибрация может нарушить деятельность сердечно-сосудистой и нервной системы, а у людей, которые были подвержены длительному воздействию с предметами, излучающими механические колебания, может возникнуть так называемая вибрационная болезнь. Нормируется вибрация с помощью ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность» которая регламентирует уровни общей и локальной вибрации.

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 1 по ГОСТ 12.1.012-90. На кустовой площадке Приобского месторождения применяются

методы коллективной защиты от вибрации. Все мероприятия проводимые с помощью машин излучающих механические колебания, выполняются с помощью дистанционного управления, также на некоторой технике предусмотрена штатная виброизоляция источника вибрации.

Таблица 5.2 – Нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Химические вещества можно разделить на несколько групп: токсические, раздражающие, сенсibilизирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Самый распространенный путь проникновения, через дыхательные пути. Попадая в организм, химические вещества растворяются в крови, и могут накапливаться в организме, вызывая ряд различных заболеваний. Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) .

На Приобском месторождении применяют СИЗ и средства коллективной защиты для уменьшения химического воздействия на рабочих. Из средств индивидуальной защиты применяются: очки, спецодежда, шланговые и гражданские противогазы. В АГЗУ, установлена

Механические травмы

Механическими травмами можно считать как и обычные неглубокие порезы, так и травмы приводящие к летальному исходу. Наиболее часто причинами травм являются техника работающая под высоким давлением, или механическая техника, с быстро движущимися механическими частями.

Работники на нефтяных месторождениях, в частности Приобском, имеют специальный комплект одежды, снижающих вероятность получения механических травм, к ним можно отнести обувь с ударопрочными наконечником, перчатки, очки. Также проводится регулярная проверка состояния оборудования, при работе с которым, возможно получение травм, на оборудование наносятся предупреждающие знаки.

Пожаровзрывоопасность

Добыча нефти и газа, опасное дело, так как нефть и газ являются очень пожароопасными веществами. Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А".

На кустовой площадке Приобского месторождения, расположено большое количество огнетушителей, в близи наиболее пожаро и взрывоопасных объектов, установлены щитки пожарной безопасности, которые содержат в себе лопату, лом, ведра, песок и т.д. Курение на кустовой площадке разрешено только в специально отведенных для этого местах, и очень жестко контролируется администрацией [8].

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);
- самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

- сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;
- сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;

5.3 Охрана окружающей среды

Разработка месторождения, вызывает активное влияние человека на окружающую среду. Это влияние может стать очень опасным, если не предпринимать никаких мер по уменьшению воздействия на окружающий нас мир, будь то флора, фауна, почва, атмосфера или недра нашей земли. Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем.

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы

Воздействие выбросов на атмосферный воздух осуществляется, как правило, на территории зоны влияния проектируемого объекта, наибольший радиус которой оценивается при суммарном загрязнении атмосферы от всей совокупности источников выброса рассматриваемого предприятия, превышающий 0.05 ПДК [18]. При бурении скважин загрязнение атмосферы происходит на следующих этапах работ: вышкомонтажные работы; подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважин; освоение скважин. При эксплуатации объектов загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания попутно добываемого газа на факеле; углеводородов от технологического оборудования (скважины, сепараторы, емкости, насосы); продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт). Согласно «Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий» (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03) размер санитарно-защитной зоны для проектируемых объектов предприятия составляет 1000 м [13].

Мероприятия по охране гидросферы

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано со следующими причинами:

- создание условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);

- Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:
- применение водосберегающих технологий, включая тонкую очистку бурового раствора с повторным его использованием;
- установка приборов учета воды;

Полный перечень мероприятий по охране поверхностных вод будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения [18].

5.3.2 Мероприятия по охране литосферы и животного мира

С целью снижения воздействия на животный и растительный мир, необходимо предусмотреть проведение следующих мероприятий:

- проведение с исполнителями технической учебы по охране окружающей среды;
- запрет ввоза на территорию района работ всех орудий промысла животных (с назначением ответственного за соблюдением данного мероприятия); Предприятие, осуществляющее реализацию данного проекта, несет ответственность за сохранение и воспроизводство объектов животного мира, занесенных в Красные Книги в соответствии с законодательством РФ и законодательством субъектов РФ (ст. 24 Закона РФ «О животном мире»).

Полный перечень мероприятий по охране почвенно-растительного покрова и животного мира будет разработан при составлении раздела «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» на стадии проектирования обустройства месторождения [18].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К сожалению, даже в наше время не редки случаи чрезвычайных ситуаций на нефтяных месторождениях. Действие ЧС на человека, и окружающую среду, чрезвычайно велико. Человек возможно получит

глубокие травмы, а окружающая среда может подвергнуться сильному загрязнению.

Проектирование, строительство и эксплуатация промысловых трубопроводов должны осуществляться в соответствии с требованиями ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр», Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.03 г. № 71, Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 г. № 80.

Планы ликвидации аварий должны включать: постановку первоочередных задач; перечисление необходимых экстренных действий; определение порядка отчетности, связи; подготовку и обучение персонала, выделенного на ликвидацию аварий; документирование всех предпринимаемых действий;

Пожаровзрывоопасность

Добыча нефти и газа, опасное дело, так как нефть и газ являются очень пожароопасными веществами. Пожароопасность веществ и материалов представляет собой совокупность их свойств, характеризующих их способность к возгоранию и распространению горения. Оценка пожароопасное включает определение основных показателей пожарной опасности веществ и материалов, используемых в производстве. Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А". На кустовой площадке Приобского месторождения, расположено большое количество огнетушителей, вблизи наиболее пожаро и взрывоопасных объектов, установлены щитки пожарной безопасности, которые содержат в себе лопату, лом, ведра, песок и т.д. Курение на кустовой площадке разрешено только в специально отведенных для этого местах, и очень жестко контролируется администрацией.

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

- халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);
- самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

- сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;
- сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;

Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия на экосистему региона

В целях снижения опасности производства, предотвращения аварийных ситуаций и сокращения ущерба от произошедших аварий предусмотрен комплекс технических мероприятий: разработка планировочных решений генерального плана проектируемых площадок с учетом технологической схемы, подхода трасс инженерных коммуникаций, рельефа местности, а также санитарно- гигиенических и противопожарных норм; герметизация системы добычи и сбора нефти; обвалование площадок скважин с целью предотвращения растекания нефтесодержащей жидкости по поверхности земли; оснащённость устьевого оборудования запорной арматурой;

Выводы к разделу:

Предприятия нефтедобывающей отрасли являются источниками комплексного воздействия на окружающую среду и характеризуются масштабным развитием процессов преобразования природной среды как по площади, так и глубине проникновения.

Прежде всего это связано с работой оборудования и эксплуатацией технологических объектов. В обычном режиме все выбросы строго нормируются, и деятельности предприятия на правлена на постоянную их минимизацию. Однако в результате аварий происходит попадание нефти и попутной высокоминерализованной воды в окружающую среду. Для снижения вероятности и последствий данных явления, планирование действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с разливом нефти является важной и обязательной составляющей при планировании хозяйственной деятельности на участках добычи, подготовки, транспорта и переработки нефти.

С другой стороны, процесс добычи осуществляется с применением значительного количества машин, технологических сооружений и энергии. Это требует высокой квалификации персонала, и системной работой по повышению степени его компетентности. Важным аспектом работы на объектах нефтедобычи является соблюдение требований промышленной безопасности и правил эксплуатации оборудования. Их соблюдение позволяет избежать и минимизировать как травмы персонала на производстве, так и аварий, и чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были проанализированы методы повышения нефтеотдачи на Приобском месторождении.

Данное месторождение характеризуется сложным строением, которое выражается в невыдержанности по площади и по разрезу фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Это обусловлено тем, что песчано-алевролитовые отложения пластов обладают линзовидным строением, при котором участки развития коллекторов чередуются с зонами глинизации пласта или замещения коллекторов непроницаемыми породами.

В результате полученного и изученного материала были выявлены наиболее частые и наиболее применяемые мероприятия, к которым относится ГРП и оптимизация насосного оборудования.

Опираясь на данные анализа следует отметить, что наиболее часто применяемым на месторождении является ГРП. Продолжительный технологический эффект после ГРП и наличие больших остаточных запасов, делает актуальным проведение повторных и многократных ГРП. В силу этого с начала разработки Приобского месторождения ГРП был выполнен более 5000 раз. На некоторых скважинах он выполнялся неоднократно.

Самыми эффективными мероприятиями по повышению нефтеотдачи являются операции по зарезки боковых стволов (ЗБС). ЗБС на действующих скважинах позволяет обеспечить отбор значительных остаточных извлекаемых запасов, добыча которых из основного ствола была бы невозможна. Однако успешность ЗБС значительно ниже успешности ГРП, что в сочетании с разным уровнем затрат, значительно снижает объем практики данного мероприятия на месторождении.

В сравнении с соседним Приразломным месторождением, ситуация с эффективностью применения методов увеличения нефтеотдачи выглядит достаточно аналогичным образом: наибольшую эффективность демонстрирует ГРП, оптимизация насосного оборудования и ЗБС. Однако на

Приразломном методы, направленные на воздействие на призабойную зону добывающих скважин выполняются массово. В то время как на Приобском практически весь объем мероприятий выполнялся на нагнетательном фонде, для повышения эффективности работы системы ППД.

Во многом такие особенности распределения методов обосновываются геологическим строением месторождений. Которые не смотря на свою близость в месторасположении, обладают определенными особенностями, отличными друг от друга. В силу этого, ГРП как наиболее универсальный метод, показывающий эффективность в различных условиях получает широко распространение.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки Приобского месторождения (Северная лицензионная территория, Южная лицензионная территория, Верхне- и Средне-Шапшинские месторождения). Уфа, 2011 (протокол № 5334 ЦКР Роснедра от 29.12.2011 г.).
2. Оперативный пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа по залежам в пластах АС10 и АС12 Приобского месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе (ООО НК «Сибнефть-Югра»), Москва 2007 г.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях, М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000. - 653 с.
4. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, В.М. Муравьев. - М.: Недра, 1973. - 384 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти, А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986. - 384 с.
6. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. Москва: изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. — 296 с.
7. Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи, И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон. - М.:Недра, 1984. - 272 с.
8. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 2. Учебное пособие / Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 272 с.
9. Методика оптимизации дизайна ГРП. Методические указания, методики расчета. Москва. Корпоративный научно-технический центр НК «Роснефть» — 2005. Страниц - 17.
10. Зейгман Ю.В. Справочник нефтяника, Ю.В. Зейгман, В.Н. Нюняйкин, Ф.Ф. Галлиев и др. - Уфа: Башкортостан, 2001. - 260 с.
11. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: ООО "Премиум Инжиниринг". - 2009. - 570 с.

12. Некрасов В.И. и др. Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. — Лангепас–Тюмень, ГУП «Информационно-издательский центр ГНИ по РБ», 2001. — 240 с. — ISBN 5-87691-011-2.

13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.

14. Правила охраны недр ПБ–07–601–03: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 6.06.2003 № 71.

15. ISO 14001:2004 «Environmental management systems — Requirements with guidance for use».

16. РД–03–19–2007. Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору: утв. приказом Ростехнадзора 29.01.2007 № 37.

17. РД–03–20–2007. Положение об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору: утв. приказом Ростехнадзора 29.01.2007 № 37 : по состоянию на 27.08.2010.

18. Порядок обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций: утв. постановлением Минтруда Рос. Федерации, Минобразования Рос. Федерации 13.01.2003 № 1/29.

19. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов ПБ 03–585–03: постановление Госгортехнадзора Рос. Федерации от 10.06.2003 № 80.