

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы			
Анализ применяемых методов повышения нефтеотдачи при разработке Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения (Иркутская область)			
УДК 622.276.6 – 047.44 (571.53)			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Мудрецов Валерий Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницина Зоя Васильевна	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			

Томск – 2019 г.

Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения и геологическое строение месторождения	
Анализ разработки Ярактинского месторождения	
Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Мудрецов Валерий Юрьевич		

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 Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / 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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.02.19	Общие сведения и геологическое строение месторождения	25
6.03.19	Анализ разработки Ярактинского месторождения	25
14.03.19	Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов	25
18.04.19	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
13.05.19	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 71 с., 14 рис., 15 табл., 26 источник.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ, ЗАЛЕЖ, СКВАЖИНА, КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ДЕБИТ, НЕФТЕОТДАЧА, ОБВОДНЕННОСТЬ, ГРП.

Объектом исследования является продуктивные пласты Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ применяемых методов повышения нефтеотдачи пластов на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении, а также регулирования разработки и поддержание целевых уровней добычи нефти.

В результате работы проведен сбор, обобщение, переработка геолого-физической информации по всему фонду пробуренных скважин. Выполнен анализ разработки месторождения и состояния фонда скважин, проведен подробный анализ применяемых мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта и интенсификации добычи нефти.

Оглавление

Введение	8
1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЯРАСТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	10
1.1 Геолого-технологические особенности месторождения	10
1.2 Нефтегазоносность	17
1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа	19
2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЯРАСТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	23
2.1 Текущее состояние разработки месторождения	23
2.2 Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации	25
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	36
3.1 Общие сведения о проведенных мероприятиях	36
3.2 Анализ бурения горизонтальных скважин	36
3.3 Анализ эффективности ГРП	37
3.4 Рекомендации по восстановлению продуктивности скважин	38
3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с гидратами	41
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	44
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели	44
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия	47
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	51
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	55
5.1 Производственная безопасность	55
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	56
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов	58
5.2 Экологическая безопасность	61
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
5.3.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций	63
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	63
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	64
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	66
Заключение	68
Список использованных источников	69

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НГКМ	– нефтегазоконденсатное месторождение
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства
ГДИ	– гидродинамические исследования
ГКЗ	– государственная комиссия по запасам
КИК	– коэффициент извлечения конденсата
КИН	– коэффициент извлечения нефти
ППД	– поддержание пластового давления
НИЗ	– начальные извлекаемые запасы
УЭЦН	– установка электроцентробежного насоса
ФОН	– фонтанная добыча нефти
КРС	– капитальный ремонт скважины
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ГТМ	– геолого-технические мероприятия
ПЗС	– призабойная зона скважины
НКТ	– насосно-компрессорные трубы
ШФЛУ	– широкая фракция легких углеводородов
НДС	– налог на добавленную стоимость
ГС	– горизонтальная скважина
ННС	– наклонно направленная скважина
ПНГ	– попутный нефтяной газ
ОНСС	– оборудование, не входящее в смету строек
НДПИ	– налог на добычу полезных ископаемых
УВ	– углеводороды
ГОСТ	– государственный стандарт
ООО	– общество с ограниченной ответственностью
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ГСМ	– горюче-смазочные материалы

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение нефтеотдачи пластов – актуальная проблема нефтяной науки и нефтедобывающих предприятий. В настоящее время разрабатываются и эксплуатируются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, которые приурочены к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчленённым коллекторам.

Несмотря на высокое развитие техники, и технологий добычи нефти, средняя нефтеотдача в США не превышает – 41%, а в России – 40%. Следовательно, более половины первоначальных геологических запасов нефти остаются неизвлечёнными. Для повышения нефтеотдачи, на месторождениях приходится применять специальные мероприятия по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. И как следствие, необходим анализ применяемых технологий.

В разные периоды разработки Ярактинского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти с максимальным извлечением запасов углеводородов.

Целью настоящей работы являются анализ проводимых в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов на Ярактинском месторождении.

Для достижения поставленных целей необходимо решить следующие задачи:

- изучить геолого-технологические особенности месторождения, а также состав и свойства нефти и растворенного газа;
- проанализировать текущее состояние разработки месторождения;

- рассмотреть состояние фонда скважин с целью возможности применения какого-либо метода воздействия на пласт;
- проанализировать проведенные методы увеличения нефтеотдачи пласта;
- дать рекомендации по совершенствованию методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока жидкости к призабойной зоне пласта.

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЯРАКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО- ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

1.1 Геолого-технологические особенности месторождения

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области (рисунок 1.1).

В 80 км южнее Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение[1].

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до минус 48°С – минус 55°С.

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году, а ведено в эксплуатацию в 1998 г.

Впервые запасы УВС Ярактинского месторождения были подсчитаны в 1978 г. и утверждены ГКЗ в следующих объемах[6]:

- газ (категории C_1+C_2) – 40008 млн. м³ (геологические);
- конденсат – 8327 тыс. т (запасы конденсата подсчитаны при содержании 196,2 г/м³);
- нефть (категория C_1) – 43496 тыс. т (геологические)/11471тыс. т (извлекаемые).

Запасы углеводородного сырья были пересчитаны и утверждены ГКЗ в 2008 г. (протокол № 1805 от 12.12.2008 г.).

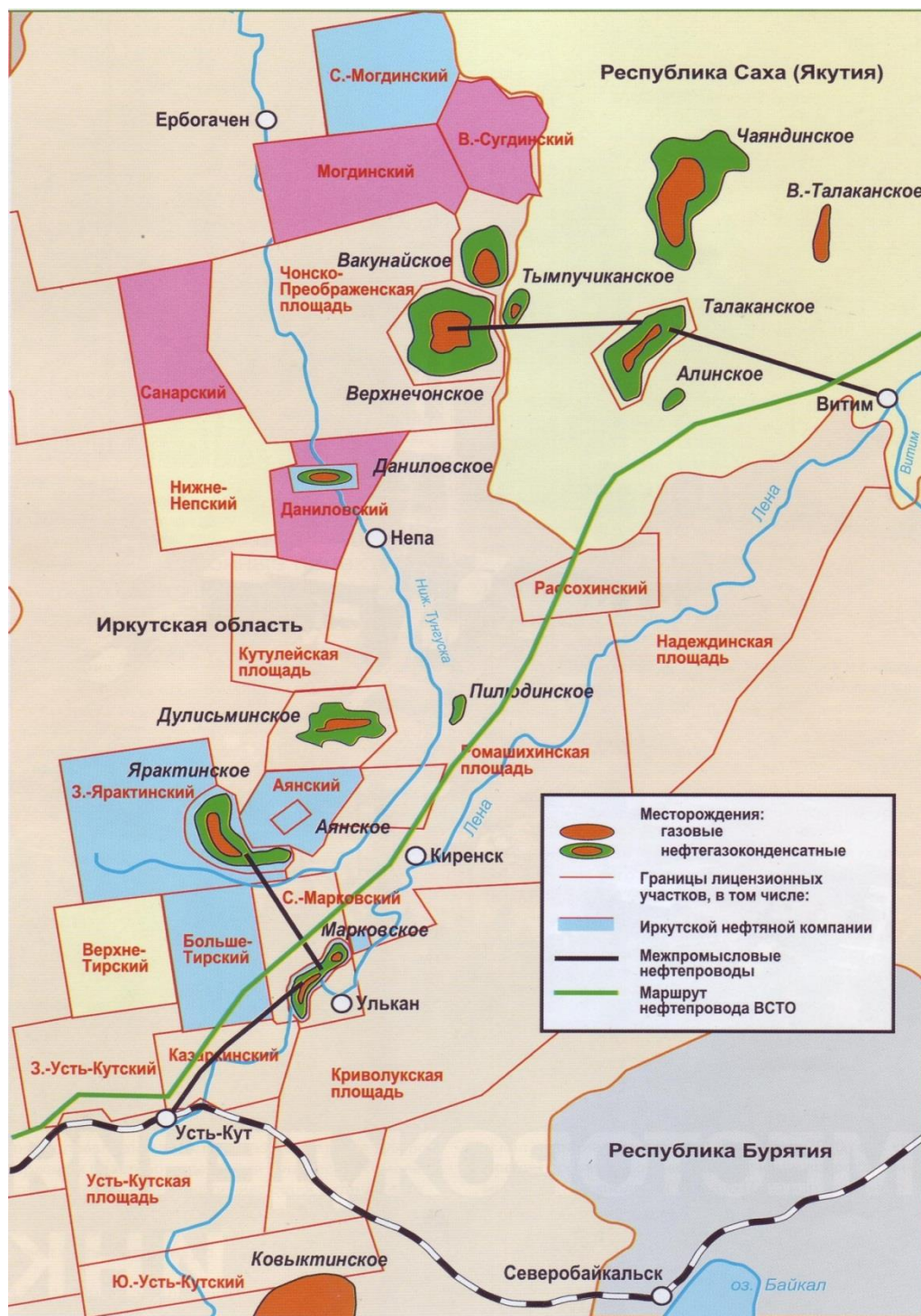


Рисунок 1.1 - Обзорная схема Ярактинского НГКМ

В 2014 г. по месторождению по ярактинскому горизонту был выполнен оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа, его результаты утверждены Федеральным агентством по недропользованию. После этого, уже

в 2015 году уточнены запасы УВ по залежи. Итоговые запасы, согласно выполненной оценке, запасы нефти категории C_1 составляют 98 647/47 563 тыс. т, категории C_2 – 12 667/6 105 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 составляют 8 118 млн.м³, категории C_2 – 1 061 млн.м³.

Запасы свободного газа газовой шапки плюс свободный газ в целом по месторождению в сумме по категориям BC_1+C_2 составляют 48 541 млн.м³, в том числе по категории C_1 – 44 732 млн.м³, по категории C_2 – 3 809 млн.м³.

Запасы конденсата в целом составляют 9 068 тыс. т по месторождению, по категории C_1 – 8 340/4 920 тыс. т, по категории C_2 – 728/430 тыс. т, КИК 0,59.

В 2014 г. по месторождению по верхнетирскому горизонту был выполнен оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа, его результаты утверждены Федеральным агентством по недропользованию (протокол № 18/224-пр от 21.04.2014 г.). Согласно выполненной оценке запасы нефти категории C_1 составляют 1 163/302 тыс. т, категории C_2 – 830/215 тыс. т; извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 составляют 73 млн.м³, категории C_2 – 52 млн.м³.

Геологическое строение Ярактинского месторождения изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геолого-съемочных работ.

На основании этих материалов составлен литолого-стратиграфический разрез Ярактинского месторождения (рисунок 1.2)[1].

В геологическом строении рассматриваемого района принимают участие породы архей-протерозоя, палеозоя и кайнозоя. Породы осадочного чехла полностью вскрыты на Ярактинской площади всеми пробуренными скважинами. С целью разведки и оконтуривания Ярактинского месторождения пробурено 49 скважин, 28 из которых - продуктивны. Толщина осадочной толщи составляет от 2570 м до 2740 м.

Протерозой (PR)

Породы кристаллического фундамента вскрыты всеми разведочными скважинами, и представлены гранитами, grano-диоритами темно-серыми, розовато– и зеленовато-серыми, в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Толщина вскрытой части фундамента достигает 37 м.

Возраст пород фундамента по данным калий–аргонового метода датируется как среднепротерозойский.

Венд (V)

Нижний венд (V_1)

Непская свита. Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах коры выветривания фундамента. Наиболее полные разрезы непской свиты вскрыты и описаны на Марковском месторождении, где в основании свиты залегают терригенные отложения безымянного горизонта, представленные песчаниками серыми, светло-серыми, кварцевыми, разнотернистыми, участками гравелитистыми, перекрытые пачкой аргиллитов зеленовато-серых и темно-серых с редкими маломощными прослоями песчаников и алевролитов, выполняющей роль флюидоупора[1].

Перекрывается пласт аргиллитами зеленовато-серыми и темно-серыми, нередко слюдистыми и пиритизированными, мелко-тонкоплитчатыми, иногда листоватыми, доломитистыми, плотными, с прослоями алевролитов и песчаников мощностью до 10-50 м. Мощность свиты 90 м.

Верхний венд (V_2)

Тирская свита (V_2 tir). Отложения непской свиты перекрыты пачкой неравномерно переслаивающихся доломито-ангидритовых пород с включениями терригенного материала, залегающей в подошве тирской свиты. По геофизическим данным граница между карбонатными и терригенными породами выражена довольно четко и проводится по подошве высокоомного пласта доломита, являющегося региональным репером m1[2].

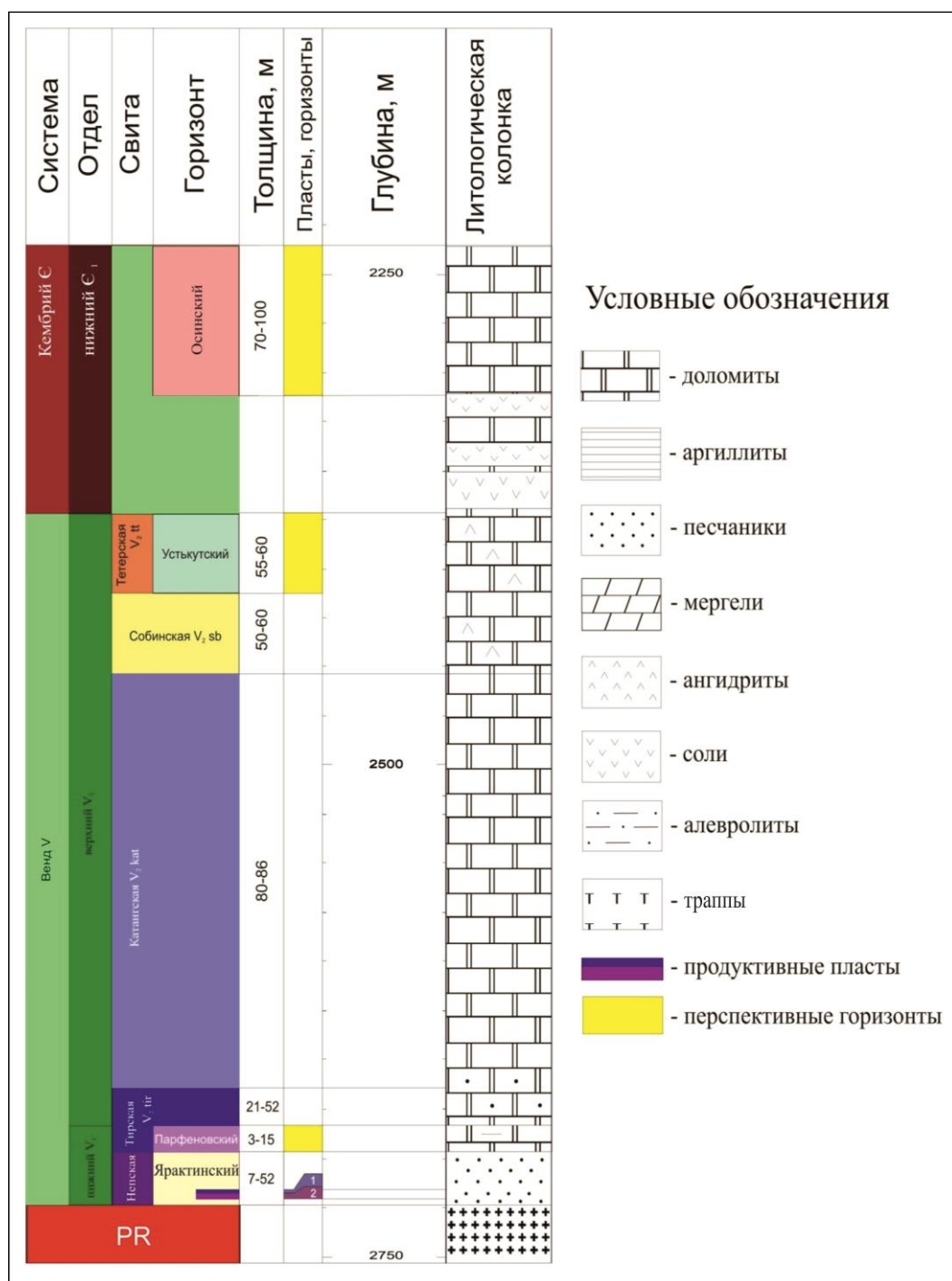


Рисунок 1.2 – Фрагмент сводного литолого-стратиграфического разреза Ярактинской площади

Палеозой (PZ)

Нижний кембрий (Є_1). Ленский ярус ($\text{Є}_1 \text{ l}$)

Усольская свита ($\text{Є}_1 \text{ us}$). Разрез усольской свиты сложен толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на отложениях тэтэрской свиты. Свита представлена неравномерным чередованием пластов каменной соли с карбонатными породами: доломитами, известняками, известковыми доломитами. В средней части залегают известняки и известковистые доломиты кавернозные, слабо трещиноватые, отличающиеся повышенными электрическими сопротивлениями (осинский горизонт, геофизический репер А). [2].

Толщина усольской свиты на Ярактинской площади изменяется от 407 м до 530 м.

Нижний-средний отделы (Є_{1-2}). Амгинский ярус ($\text{Є}_{1-2}^{\text{am}}$)

Литвинцевская свита ($\text{Є}_{1-2} \text{ lt}$). В разрезе нижнего – среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты, представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами. В нижней части породы пятнистые, слаботрещинчатые. В верхней части разреза – доломиты глинистые, кремнистые, с включениями гипса и ангидрита. (Геофизический репер H_1 - кровля литвинцевской свиты). Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 65 м до 80 м.

Средний-верхний отделы (Є_{2-3})

Верхоленская свита ($\text{Є}_{2-3} \text{ vl}$). Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями, без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников - в верхней. Толщина отложений верхоленской свиты 427 – 495 м.

Ордовикская система (O)

Нижний отдел (O_1). Устькутский ярус (O_1^{uk})

Устькутская свита (O_1^{uk}). Нижний ордовик представлен только устькутской свитой (подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю). Нижнеустькутская подсвита сложена, в основном, доломитами массивными, крепкими, мелкозернистыми, участками кавернозными, редко – прослоями песчаников глауконитовых и окремнелых. Верхнеустькутская подсвита представлена песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов и аргиллитов. Отложения свиты согласно залегают на красноцветных породах илгинской свиты. Толщина устькутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25 м до 45 м.

Средний отдел (O_2)

Средний ордовик включает отложения криволуцкой и чертовской свит.

Мангазейский ярус (O_2^{mg})

Чертовская свита (O_2^{cht}). Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволуцкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников, приуроченных большей частью к кровле свиты. Толщина чертовской свиты колеблется от 40 м до 80 м.

Средний-верхний отдел (O_{2-3}). Долборский-Мангазейский ярус (O_{2-3}^{dl-mn})

Макаровская свита (O_2^{mk}). Отложения свиты представлены, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками кварцевыми, крепкими, известковистыми, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Подчиненное место в разрезе занимают аргиллиты. Вскрытая толщина отложений макаровской свиты составляет от 10 до 115 м.

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение и подразделяются по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2-4 м) и аллювиальные (10-15 м). Отложения представлены суглинками, супесями, глинами с обломками различных пород, а также песками и галечниками.

1.2 Нефтегазоносность

Нефтегазоконденсатная залежь Ярактинского месторождения приурочена к песчаникам ярактинского горизонта, залегающим на породах кристаллического фундамента и стратиграфически относящимся к непской свите нижнего венда (рисунок 1.2)[3].

Мощность отложений ярактинского горизонта в пределах месторождения непостоянна и изменяется от 8 до 43 м. Наибольшие толщины, достигающие 43 м, отмечаются в юго-восточной части площади, средние и наиболее выдержанные значения, порядка 17-19 м, фиксируются в ее центральной части.

В разрезе ярактинского горизонта выделяется два песчаных пласта, разделенных глинистой перемычкой, толщина которой достигает 7 м. Области минимальных значений глинистой пачки, в целом, соответствуют зонам максимальных значений мощностей нижележащего песчаного пласта. [3].

Пласт неравномерно нефтенасыщенный. Нефтенасыщенность приурочена, главным образом, к верхней и нижней частям пласта. Толщины нижнего песчаного пласта изменяются от 0 до 35 метров.

Характерной особенностью ярактинского горизонта является его литологическая вертикальная и латеральная неоднородность.

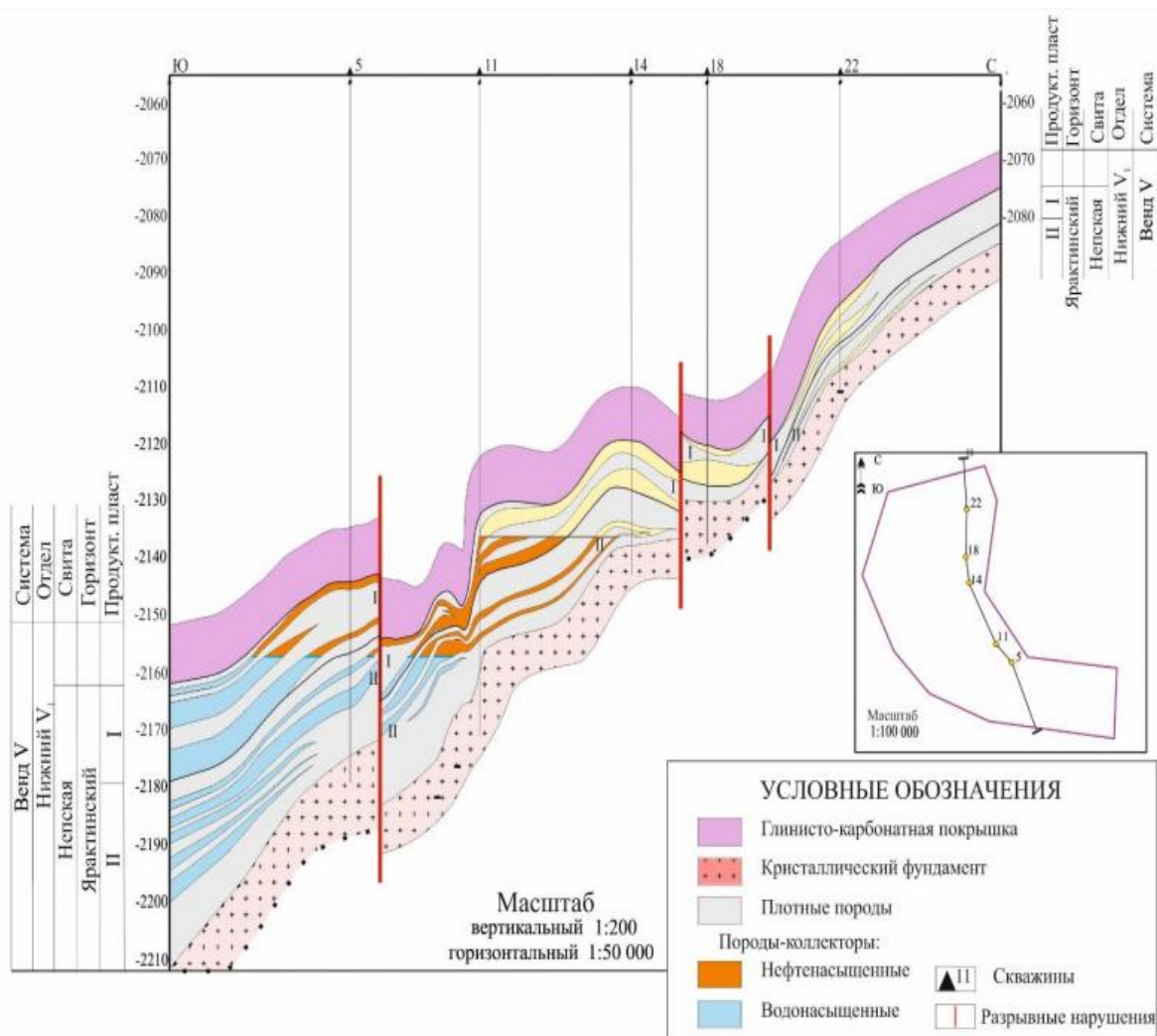


Рисунок 1.2 - Геологический разрез Ярктинского месторождения

В таблице 1.1 приведены параметры продуктивных пластов Ярктинского месторождения[4].

Уменьшение песчаности в восточном направлении происходит за счет обогащения разреза глинисто-алевритистыми прослоями и увеличения содержания глинистого цемента в самих песчаниках, что приводит к ухудшению ФЕС продуктивных пластов и разреза в целом.

Таблица 1.1 - Подсчетные параметры продуктивных пластов Ярактинского месторождения

Параметры	Пласт	
	1	2
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	C2 – 276010 C1 – 157120	C2 - 153800 C1 – 47570
Площадь газоносности, тыс.м ²	C2 - 359470 C1 – 352970	C2 – 91540 C1 – 21260
Средняя газонасыщенная толщина, м	6,0	1,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	3,6	3,7
Пористость, доли ед.	0,12	0,1
Средняя начальная насыщенность нефтью, доли ед.	0,77	0,76
Средняя начальная насыщенность газом, доли ед.	0,79	0,74
Пластовая температура, °С	38	38
Пластовое давление, МПа	25,4	25,4
Расчетное остаточное давление в залежи, МПа	22,3	22,3
Плотность нефти, г/см ³	0,723	0,723
Пересчетный коэффициент	0,760	0,760
Коэффициент сжимаемости газа	0,828	0,828

В таблице 1.2 представлены обобщённые результаты ГДИ по скважинам нефтяной части Ярактинского месторождения.

Таблица 1.2 - Результаты ГДИ скважин Ярактинского месторождения

Наименование	Интервал измерений	Среднее по месторождению
Геотермич. градиент, °С/м	1,26	1,26
Дебит нефти, м ³ /сут	2,6 - 494,0	146,5
Газовый фактор, м ³ /т	83-332	151
Удельная продуктивность, м ³ /сут/м*МПа	0,768 - 2,271	1,59
Гидропроводность, м ² *10 ⁻¹² /сек	0,11 - 404	117
Проницаемость, мкм ²		0,156
Скин-фактор	2,1 - 3,8	+2,5

1.3 Состав и свойства нефти и растворенного газа

При проведении термодинамических исследований были использованы значения пластового давления 25,40 МПа и пластовой температуры 38,0°С (по данным Заказчика). Согласно проведенным термодинамическим исследованиям проб пластовой нефти ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-

3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения определено, что система находится в однофазном жидком состоянии[5].

По результатам однократной сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 0,036 % метана, 0,196 % этана 0,288 % и 0,827 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 229,59 г/моль.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 компонентный состав нефти в своем составе содержит до 71,23 % метана, 12,66 % этана, 6,44 % пропана. Из углеводородных компонентов углекислый газ и азот не обнаружен. Молекулярный вес 23,06.

После однократной и ступенчатой сепарации определялись физико-химические характеристики нефти и газа и их компонентный состав.

По результатам исследований компонентный состав пластовой нефти в своем составе содержит до 47,71 % метана, 8,45 % этана, 4,53 % пропана.

Из углеводородных компонентов не определялись углекислый газ и азот. Молекулярный вес 93 г/моль.

Лабораторный анализ глубинных проб растворенного в нефти газа показал, что при однократном разгазировании компонентный состав приведен по результатам исследования проб по скважине № 243 газ метановый: среднее содержание CH_4 составляет -72,33 %, C_2H_6 -12,66 %, C_3H_8 -6,44 %.

Из углеводородных компонентов определены CO_2 в количестве 0,282 %, N_2 -2,05 %. В составе газа не обнаружено сероводорода.

По результатам ступенчатой сепарации по скважине № 243 растворенный газ в своем составе содержит до 66,4 % метана, 7,8 % этана, 14,1 % пропана. Из углеводородных компонентов определялись углекислый газ (1,1 %), азот (1,4 %), гелий и водород – в тысячных долях.

При дифференциальном разгазировании газосодержание равно 190,16 м³/т, объемным коэффициент – 1,378. Давление насыщения нефти –23,7 МПа, вязкость нефти 1,16 мПа*с. Пластовое давление-23,76 МПа, пластовая температура –38 °С[5].

По данным физико-химических исследований нефть ярактинского горизонта интервала перфорации 2945-3308 м скважины № 243 Ярактинского месторождения малосернистая – содержание серы 0,115 %; парафинистая – содержание твердых парафинов 1,95 %; маловязкая – кинематическая вязкость при 20 °С 11,67 мм²/с; малосмолистая – содержание смол силикагелиевых 1,78 %; легкая – плотность при 20 °С 0,833 г/см³.

Молекулярная масса разгазированной нефти составляет 190, температура застывания -29 °С, содержание асфальтенов 0,12 %. При разгонке по Энглеру температура начала кипения нефти составила 53,5 °С, выход фракций до 300 °С составил 43,0 % об.

Разгазированная нефть скважины № 243 Ярактинского месторождения по ГОСТ 51858-2002 относится к 1 классу, 1 типу. Нефть достаточно легкая, малосернистая, с небольшим содержанием асфальто-смолистых веществ и низкой температурой застывания. Объемный выход светлых фракций до 300 °С в нефти составил 49 %.

Результаты комплексных исследований по составу и физико-химическим свойствам глубинных проб нефти и растворенного газа Ярактинского месторождения, характеристики флюидов приведены в таблицах 1.3-1.4.

Таблица 1.3 - Основные результаты исследования нефти ярактинского горизонта (скв. № 243)

Свойства пластовой нефти:	
Давление насыщения, МПа	20,8
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴	61,4
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	691,1
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа * с	0,74
Однократная сепарация:	
Газосодержание, м ³ /т	242,1
Объемный коэффициент пластовой нефти	1,507
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	830,6
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³	1,048

Продолжение таблицы 1.3

Ступенчатая сепарация:			
Условия сепарации:			
1 ступень сепарации:	P=0,5 МПа;	T=5 °C	ГФ 208,0 м ³ /т
2 ступень сепарации:	P=0,05 МПа;	T=40 °C	ГФ 11,9 м ³ /т
Суммарный газовый фактор, м ³ /т			219,9
Объемный коэффициент пластовой нефти			1,431
Плотность сепарированной нефти при 20 °C, кг/м ³			819,0
Плотность выделившегося газа при 20 °C, кг/м ³			0,944

Таблица 1.4 - Компонентный состав газа и нефти однократная сепарация при 20 °C и атмосферном давлении

Наименование компонентов	Молярная концентрация, %		
	выделившийся газ	сепарированная нефть	пластовая нефть
Гелий	0,022	0,000	0,015
Водород	0,010	0,000	0,009
Двуокись углерода	0,003	0,000	0,002
Азот + редкие	1,823	0,000	1,274
Метан	65,776	0,062	45,968
Этан	15,142	0,424	10,701
Пропан	8,895	1,137	6,553
Изобутан	1,331	0,514	1,084
Н-бутан	3,486	1,944	3,021
Изопентан	0,974	1,577	1,157
Н-пентан	1,104	2,577	1,550
Гексаны + остаток	1,456	91,764	28,667
Молярная масса, г/моль	25,129	230,0	86,9
Молярная масса остатка			245,1
Плотность, кг/м ³	1,048	830,6	691,1
Газосодержание, м ³ /т			242,1

2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЯРАКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Ярактинское месторождение находится на первой стадии разработки, разрабатывается на газонапорном и частично водонапорном режиме. В настоящее время на нефтяной части залежи формируется система ППД путем закачки воды и опытные работы по организации сайклинг-процесса на газовой части залежи.

По состоянию на 01.01.2015 г. на Ярактинском месторождении добыто 10782,7 тыс.т нефти, 11698,4 тыс.т жидкости, 1803,3 млн.м³ растворенного газа. Из газовой шапки добыто 2935,6 млн.м³ свободного газа, 565,3 тыс.т конденсата (рисунок 2.1).

В 2014 г. добыча нефти составила 3472,8 тыс.т, жидкости – 3847,8 тыс.т, растворенного газа – 575,1 млн.м³. Из газовой шапки добыто свободного газа – 1019,8млн.м³, конденсата – 198,3 тыс.т.

Среднегодовые дебиты скважин по нефти и жидкости равны 128,3 т/сут и 142,1 т/сут, соответственно. Среднегодовой дебит скважин по газу равен 205,5 тыс.м³/сут. Темп отбора нефти от НИЗ – 7,2 %. Темп отбора газа от НГЗ составляет 2,28%[7].

В 2009 г. на месторождении начата закачка воды в ярактинский горизонт с целью ППД. На 01.01.2015 г. всего закачано воды в пласт 8231,4 тыс.м³, за 2014 г. закачано 4792,7 тыс.м³ воды. Приемистость нагнетательных скважин составляет 544,8 м³/сут. Текущая компенсация составляет 180,0%, накопленная 103,5%.

В 2010 г. на месторождении начата закачка газа в газовую шапку через скважину № 19. На 01.01.2015 г. всего закачано сухого газа – 2027,1 млн.м³, за 2014 г. закачано газа 923,7 млн.м³. Приемистость газонагнетательных скважин составляет 757,0 тыс.м³/сут. Таким образом, на месторождении реализуются основные проектные решения действующих проектных документов.

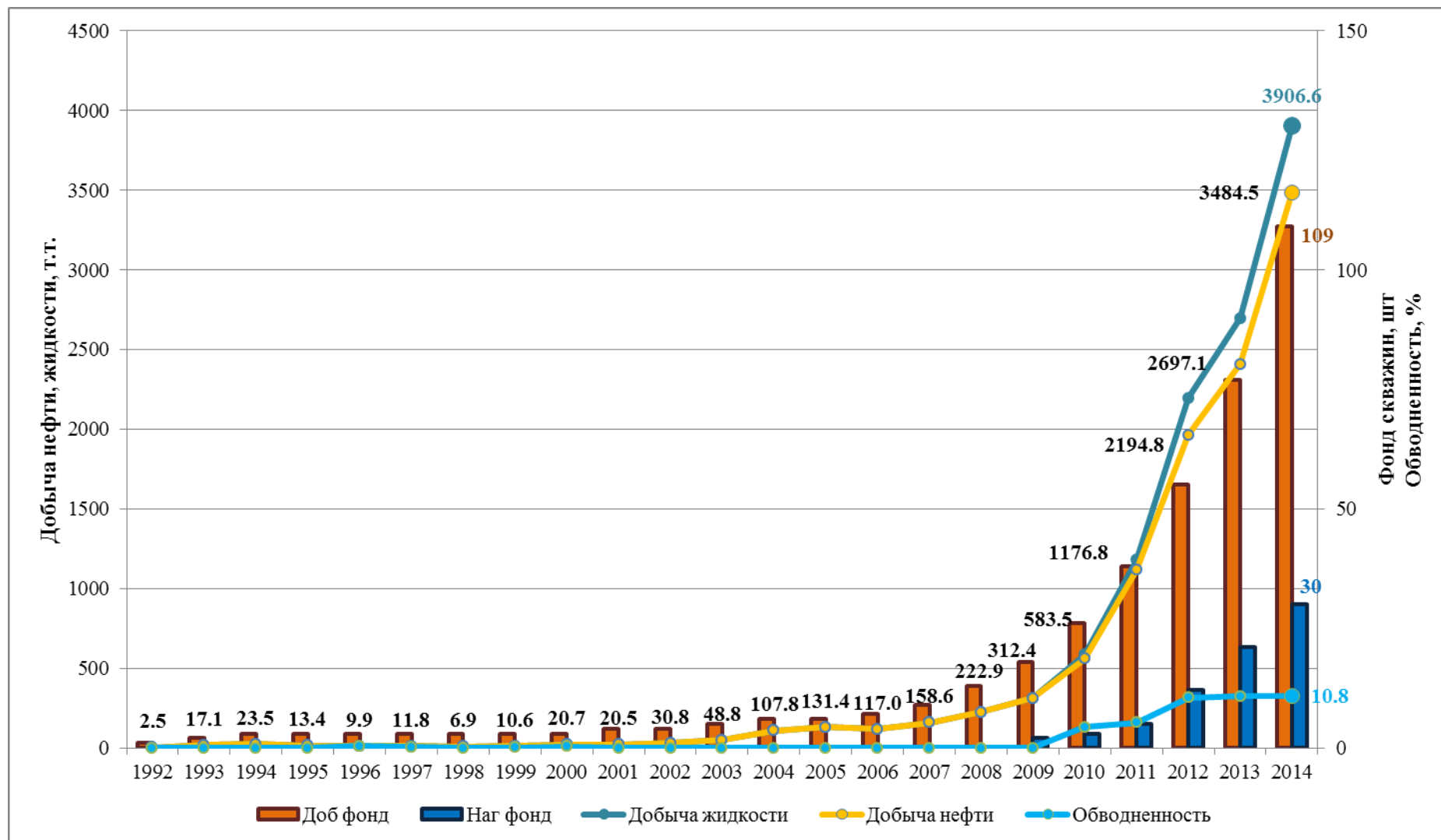


Рисунок 2.1 - Динамика показателей разработки Ярактинского месторождения

2.2 Структура фонда скважин и анализ показателей их эксплуатации

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении пробурено 191 скважина, в т.ч. добывающих нефтяных – 165, водонагнетательных – 4, добывающих газовых – 6, газонагнетательных – 3, водозаборных – 13, ликвидировано – 12. Проектное количество скважин (без учёта водозаборных) – 424 шт. Фонд реализован на 45,0%.

В нефтяном фонде числятся 127 скважины (без ликвидированных), из которых 95 скважин действующие, в бездействии – 14 скважин, в освоении – 17 скважин, пьезометрические – 1. Доля бездействующего фонда скважин составляет 11,0% от добывающего фонда (рисунок 2.2). Характеристика пробуренного фонда скважин приведена в таблице 2.1.

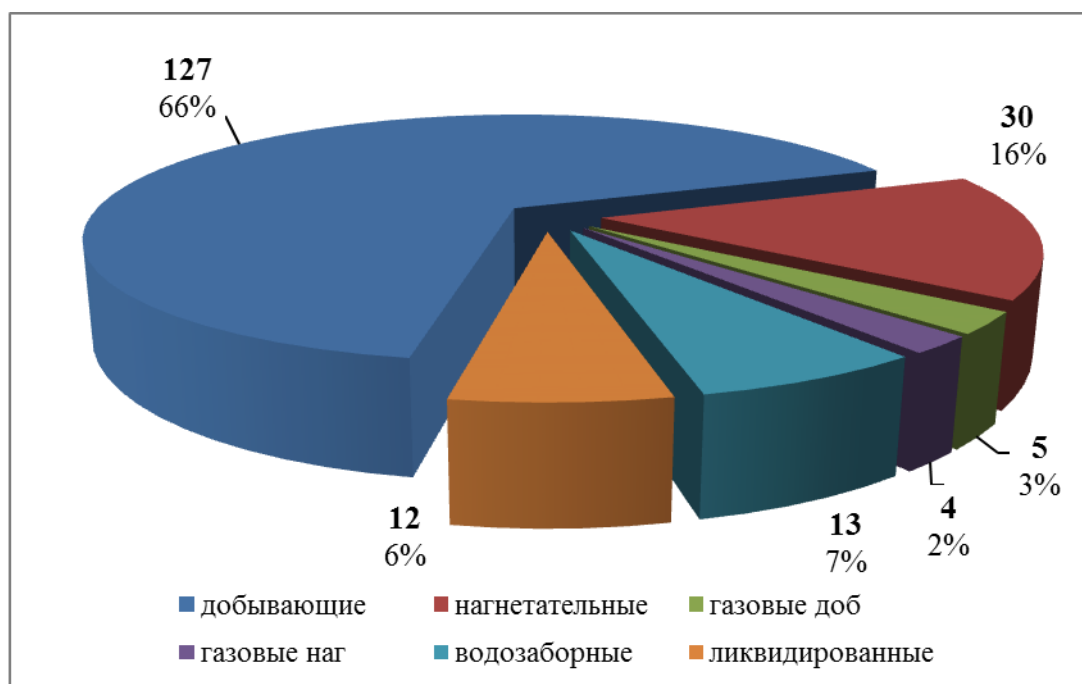


Рисунок 2.2 - Структура пробуренного фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г. Ярактинского месторождения

Добыча нефти осуществляется фонтанным (8 скважин) и механизированным способом: 84 скважины оборудованы УЭЦН.

Среднегодовой дебит по нефти за 2014 г. составил 126,2 т/сут, по жидкости – 142,5 т/сут, средняя обводненность продукции действующего фонда составила 10,8%.

За период 2007-2014 гг. пробурено 41 горизонтальная скважина (с длиной ствола от 300 до 500 м):

Таблица 2.1 - Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2015 г. Ярактинского месторождения

№ п/п	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	Утвержденный проектный фонд, всего	437
	В том числе:	
	добывающие	245
	нагнетательные	157
	газовые	7
	нагнетательные газовые	4
	контрольные	
	водозаборные	13
2	Фонд скважин на 01.01.2015 г.	191
	В том числе:	
	добывающие	127
	нагнетательные	30
	газовые	5
	нагнетательные газовые	4
	контрольные	
	водозаборные	13
	Ликвидированные	12
3	Фонд скважин для бурения, всего	246
	В том числе:	
	добывающие	118
	нагнетательные	127
	газовые	2
	нагнетательные газовые	
	контрольные	
	водозаборные	

В 2014 году средний дебит по нефти по горизонтальным скважинам составил 177,9 т/сут., по жидкости – 194,7 т/сут., обводненность 8,6%. Дебиты нефти изменяются от 21,9 (скв. № 292) до 444,9 т/сут (скв. № 296).

Средние дебиты вертикальных и наклонно-направленных скважин по нефти изменялись от 4,7 до 333,3 т/сут, составляя в среднем 111,8 т/сут, по жидкости – 126,9 т/сут., обводненность – 11,8%.

В нагнетательном фонде числится 30 скважин, из которых под закачкой - 28 скважин, в бездействии – 2 скважины (№ 5, 700). Средняя приемистость нагнетательных скважин за 2014 г. составила 544,8 тыс.м³.

На газоконденсатной части месторождения в газовом фонде числятся 8 скважин, из которых 2 скважины действующие газодобывающие (скв.№15, 18) и 2 скважины находятся в ожидании освоения (скв.№22, 50) и 4 скважины действующие газонагнетательные (скв.№ 19, 301, 304, 305).

Добыча конденсата и газа из газовой шапки Ярактинского месторождения началась в сентябре 2005 г. скважиной № 15. В газонасыщенной части пласта на 01.01.2015 г. эксплуатируется три газовые скважины № 1, 15, 18. В освоении после бурения находятся скважины № 22, 50. Закачка газа ведется в скважины № 19, 301, 304, 305.

Средний дебит газодобывающих скважин (№№ 15, 18) составляет 165,7 тыс.м³/сут, приемистость газонагнетательных скважин составляет в среднем 757,0 тыс.м³/сут.

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2015 г. находится 95 скважины (или 74,8 % добывающего эксплуатационного фонда); большая часть фонда скважин, дающих продукцию (87 скважины, или 91,6 %), эксплуатируется механизированным способом с применением УЭЦН, 8 - на фонтане[7].

Динамика фонда скважин и добычи нефти с разделением по способам добычи за весь период разработки месторождения представлена на рисунке 2.3 и 2.4.

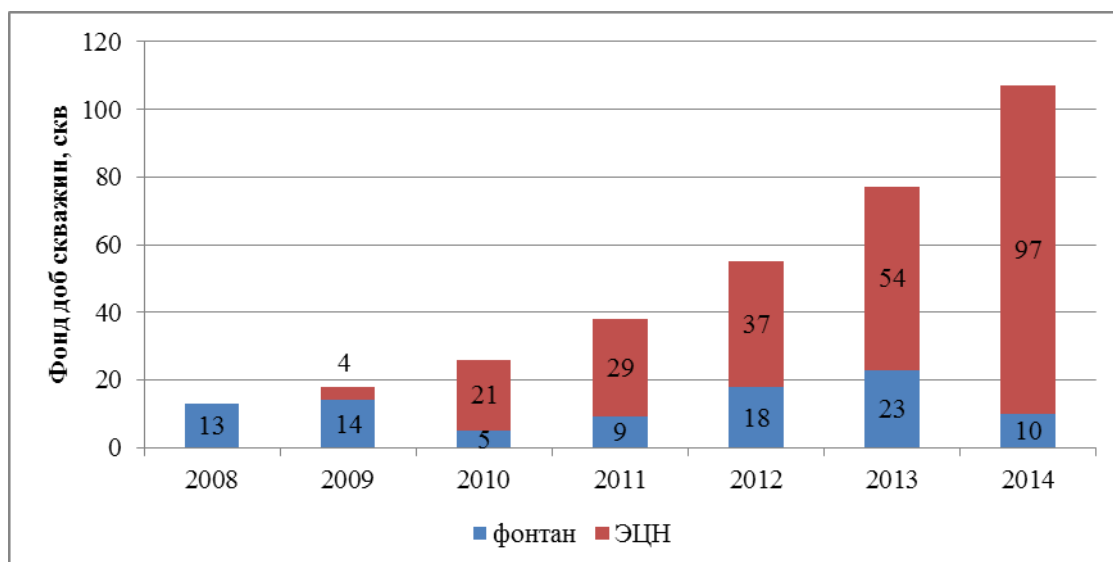


Рисунок 2.3 - Распределение добывающего фонда скважин по способам добычи за весь период разработки месторождения

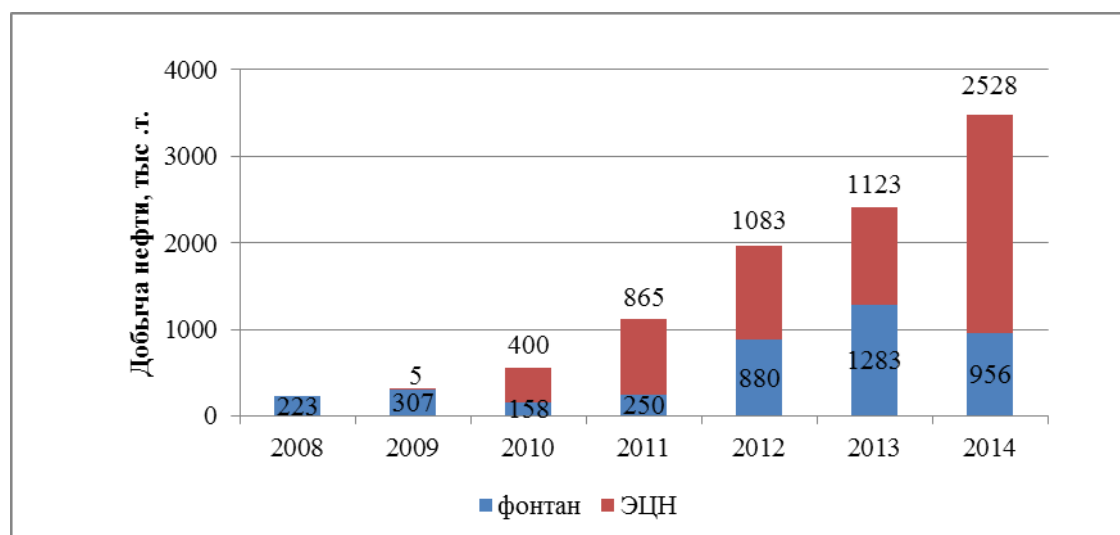


Рисунок 2.4 – Распределение добычи нефти по способам добычи за весь период разработки месторождения

Показатели эксплуатации добывающих скважин с распределением по способам добычи нефти по состоянию на 01.01.2015 г. представлены в таблице 2.2.

Наиболее существенный вклад в добычу за всё время эксплуатации нефти внесли скважины эксплуатировавшиеся механизированным способом. Накопленная добыча по ним составила 6 004,6 тыс.т (55,6 % всей добычи по месторождению).

Таблица 2.2 - Показатели эксплуатации действующего фонда скважин на 01.01.2015 г. с распределением по способам добычи

Способ эксплу- атации	Кол-во скважин в течение года (конец года)	Добыча, тыс.т		Среднегодовой дебит, т/сут		Обвод- ненность, %	Накопленная добыча, тыс.т	
		нефти	жид-ти	нефти	жид-ти		нефти	жид-ти
Всего по месторождению								
ФОН	40 (8)	956,1	970,1	149,6	151,8	1,5	4789,7	4846,7
ЭЦН	101 (87)	2528,4	2936,5	119,1	138,3	13,9	6004,7	6863,4
Итого	109 (95)	3484,5	3906,6	126,2	141,5	10,8	10794,4	11710,1
Ярактинский объект								
Способ эксплу- атации	Кол-во скважин в течение года (конец года)	Добыча, тыс.т		Среднегодовой дебит, т/сут		Обвод- ненность, %	Накопленная добыча, тыс.т	
		нефти	жид-ти	нефти	жид-ти		нефти	жид-ти
ФОН	39 (7)	942,3	956,2	155,5	157,8	1,4	4764,2	4820,9
ЭЦН	100 (86)	2520,6	2928,3	120,3	139,8	13,9	5996,8	6855,2
Итого	107 (93)	3462,9	3884,5	128,2	143,8	10,9	10761,0	11676,1
Способ эксплу- атации	Кол-во скважин в течение года (конец года)	Добыча, тыс.т		Среднегодовой дебит, т/сут		Обвод- ненность, %	Накопленная добыча, тыс.т	
		нефти	жид-ти	нефти	жид-ти		нефти	жид-ти
Верхнетирский объект								
Способ эксплу- атации	Кол-во скважин в течение года (конец года)	Добыча, тыс.т		Среднегодовой дебит, т/сут		Обвод- ненность, %	Накопленная добыча, тыс.т	
		нефти	жид-ти	нефти	жид-ти		нефти	жид-ти
ФОН	1	13,7	14,0	41,4	42,1	1,7	25,5	25,8
ЭЦН	1	7,8	8,2	28,4	29,6	4,3	7,8	8,2
Итого	2	21,5	22,1	35,5	36,5	2,7	33,4	33,9

Однако, текущие показатели действующего фонда фонтанных скважин (дебит по нефти 149,6 т/сут; по жидкости – 151,8 т/сут; обводненность продукции – 1,5%) несколько лучше скважин, оборудованных УЭЦН (дебит по нефти – 119,1 т/сут, по жидкости – 138,3 т/сут, обводненность продукции – 13,9 %), что связано с лучшими ФЕС по скважинам этой категории[8].

В течение 2014 г. фонтанным способом эксплуатировалось 408 скважин, к концу года – восемь. В результате, годовая добыча скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, составила 27,4% время работы – 4,6%

В целом по месторождению к концу 2014 г. показатели скважин действующего добывающего фонда составили: дебиты по нефти – 126,2 т/сут, по жидкости – 141,5 т/сут, обводненность продукции – 10,8%.

Структура действующего фонда добывающих скважин месторождения в настоящее время в значительной степени определяется как высокодебитная (по нефти и жидкости – более 50 т/сут), низкообводненная (более 80% фонда с обводненностью менее 20%), большинство скважин (78) введено в разработку сравнительно недавно (2012-2014 гг.). По приведенным данным:

- малообводненный (до 20%) фонд составляет 80 % (76 ед.); эксплуатация скважин осуществляется с дебитами: по нефти 10,1-545,3 т/сут, по жидкости – 10,2–546,2 т/сут. Вклад скважин с низким содержанием воды в продукции – 77,8% накопленной добычи по месторождению, удельная добыча нефти – 96,1 тыс.т/скв;

- среднеобводненный фонд (20-50%) составляет 12% (11 ед.); эксплуатация скважин осуществляется с дебитами: по нефти 20,8-148,9 т/сут, по жидкости – 26,7– 203,1 т/сут. Вклад скважин со средним содержанием воды в продукции – 14,5% накопленной добычи по месторождению, удельная добыча нефти – 122,4 тыс.т/скв;

- высокообводненный фонд (свыше 50%) незначителен - 8% (8 ед.); эксплуатация скважин осуществляется с дебитами: по нефти 0,4-107,9 т/сут, по жидкости – 66,3-335,2 т/сут. Вклад высокообводненных скважин – 7,7% накопленной добычи по месторождению, удельная добыча нефти – 92,2 тыс.т/скв.

Распределение действующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и накопленным отборам нефти в зависимости от обводненности продукции представлено в таблице 2.3, графическое отображение на рисунке 2.5.

Таблица 2.3 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Ярактинского месторождения по интервалам дебитов и накопленных отборов нефти в зависимости от обводненности продукции скважин

Интервал	Параметры интервала	Диапазон обводненности, %						Итого	
		0-5	5-20	20-50	50-90	90-98	> 98	Всего	%
Дебит нефти, т/сут.									
< 10	Количество скважин	0	0	0	0	1	1	2	2,1
	Средний дебит в интервале	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,4	2,6	
	Средняя обводненность в интервале	0,0	0,0	0,0	0,0	92,9	99,5	95,7	
10-50	Количество скважин	21	2	3	1	0	0	27	28,4
	Средний дебит в интервале	27,9	24,4	30,5	10,2	0,0	0,0	27,3	
	Средняя обводненность в интервале	0,8	10,7	30,0	87,3	0,0	0,0	8,4	
50-100	Количество скважин	11	3	6	3	0	0	23	24,2
	Средний дебит в интервале	73,5	62,7	71,9	73,7	0,0	0,0	71,7	
	Средняя обводненность в интервале	0,8	10,4	32,6	61,8	0,0	0,0	18,3	
100-200	Количество скважин	13	5	1	2	0	0	21	22,1
	Средний дебит в интервале	148,4	143,5	148,9	107,2	0,0	0,0	143,3	
	Средняя обводненность в интервале	0,4	10,2	24,4	51,4	0,0	0,0	8,7	
	Количество скважин	19	3	0	0	0	0	22	
	Средний дебит в интервале	319,3	341,6	0,0	0,0	0,0	0,0	322,3	
	Средняя обводненность в интервале	0,7	12,4	0,0	0,0	0,0	0,0	2,3	
	Количество скважин	64	12	11	6	1	1	95	
	Средний дебит в интервале	146,7	153,7	73,4	74,3	4,7	0,4	131,5	
	Средняя обводненность в интервале	0,7	10,9	30,9	63,8	92,9	99,5	11,5	
	% скважин	67,4	12,6	11,6	6,3	1,1	1,1	100	
Дебит жидкости, т/сут									
< 50	Количество скважин	21	2	1	0	0	0	24	25,3
	Средний дебит в интервале	28,2	27,9	26,7	0,0	0,0	0,0	28,1	
	Средняя обводненность в интервале	0,8	11,9	22,1	0,0	0,0	0,0	2,6	
50-100	Количество скважин	11	3	4	1	1	1	21	22,1
	Средний дебит в интервале	74,1	69,9	71,6	89,3	66,3	79,0	73,6	
	Средняя обводненность в интервале	0,8	10,4	35,2	88,6	92,9	99,5	22,0	

Продолжение таблицы 2.3

Интервал	Параметры интервала	Диапазон обводненности, %						Итого	
		0-5	5-20	20-50	50-90	90-98	> 98	Всего	%
Дебит жидкости, т/сут									
100-200	Количество скважин	13	3	5	2	0	0	23	24,2
	Средний дебит в интервале	149,0	144,9	128,4	158,3	0,0	0,0	144,8	
	Средняя обводненность в интервале	0,4	9,2	30,1	53,9	0,0	0,0	12,7	
> 200	Количество скважин	19	4	1	3	0	0	27	28,4
	Средний дебит в интервале	322,1	344,8	203,1	268,5	0,0	0,0	315,1	
	Средняя обводненность в интервале	0,7	12,1	26,7	62,2	0,0	0,0	10,2	
Итого	Количество скважин	64	12	11	6	1	1	95	100
	Средний дебит в интервале	147,9	173,3	105,3	201,9	66,3	79,0	148,0	
	Средняя обводненность в интервале	0,7	10,9	30,9	63,8	92,9	99,5	11,5	
	% скважин	67,4	12,6	11,6	6,3	1,1	1,1	100	
Накопленная добыча нефти, тыс.т									
< 10	Количество скважин	15	4	2	0	1	0	22	23,2
	Удельная добыча в интервале	5,6	6,6	8,0	0,0	0,1	0,0	5,8	
	Средняя обводненность в интервале	1,2	12,4	22,9	0,0	92,9	0,0	10,7	
10-50	Количество скважин	17	2	2	3	0	1	25	26,3
	Удельная добыча в интервале	26,3	31,1	21,9	19,0	0,0	17,7	25,1	
	Средняя обводненность в интервале	0,6	10,3	37,5	55,4	0,0	99,5	14,9	
50-100	Средняя обводненность в интервале	12	2	3	0	0	0	17	17,9
	Накопленная добыча в интервале	73,5	63,2	67,3	0,0	0,0	0,0	71,2	
	Количество скважин	0,5	9,6	29,9	0,0	0,0	0,0	6,8	
> 100	Удельная добыча в интервале	20	4	4	3	0	0	31	32,6
	Средняя обводненность в интервале	223,7	300,5	271,1	221,2	0,0	0,0	239,5	
	Накопленная добыча в интервале	0,7	10,4	32,3	72,2	0,0	0,0	13,0	
Итого	Количество скважин	64	12	11	6	1	1	95	100
	Удельная добыча в интервале	92,0	118,1	122,4	120,1	0,1	17,7	98,8	
	Средняя обводненность в интервале	0,8	10,9	30,9	63,8	92,9	99,5	11,5	
	Накопленная добыча в интервале	5887,1	1416,8	1346,4	720,6	0,1	17,7	9388,6	
	% скважин	67,4	12,6	11,6	6,3	1,1	1,1	100	

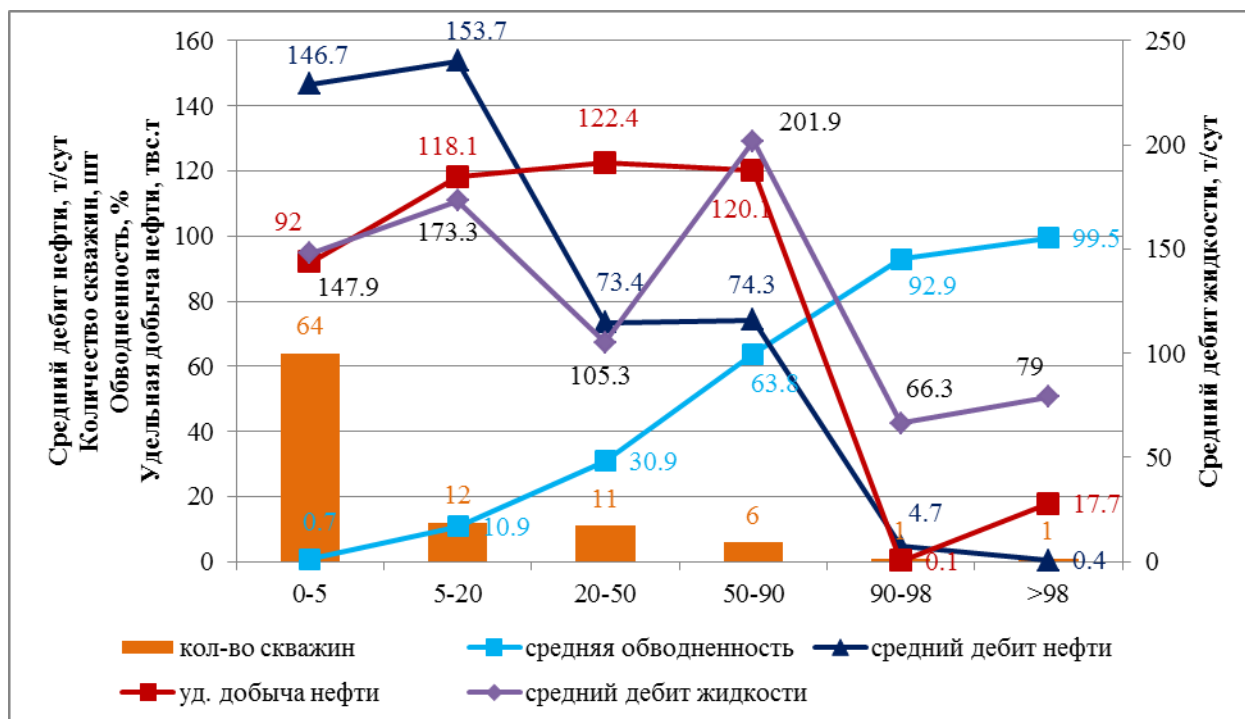


Рисунок 2.5 - Распределение действующего добывающего фонда скважин Ярактинского месторождения по интервалам обводненности продукции скважин по состоянию на 01.01.2015 г.

Накопленная добыча нефти по скважинам действующего фонда составляет 9388,6 тыс.т (87,0% всей добычи месторождения). Несмотря на непродолжительный период эксплуатации (большая часть скважин – 78%, введена в разработку в 2012-2014 гг.), высокая производительность добывающих скважин, предопределяет весьма значительные удельные отборы нефти - на одну действующую добывающую скважину в среднем приходится 98,8 тыс.т (диапазон изменения – от 0,06 до 667,4 тыс.т/скв), что свидетельствует об их высокой продуктивности..

В неработающем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2015 г. находится 32 скважины (25,8% всего добывающего фонда), что не является критической величиной и свидетельствует об удовлетворительном состоянии фонда месторождения. При этом 14 скважин бездействуют, 17 скважин пребывают в ожидании освоения (все после бурения), одна скважина – в контрольно-пьезометрическом фонде (рисунок 2.6). Всего в отработке на нефть из этой категории скважин перебывало 26 ед.

Накопленная добыча нефти по неработающим скважинам составляет 860,9 тыс.т (8% добычи месторождения), в среднем на скважину, перебивавшую в отработке на нефть (20 ед.) – 26,4 тыс.т.

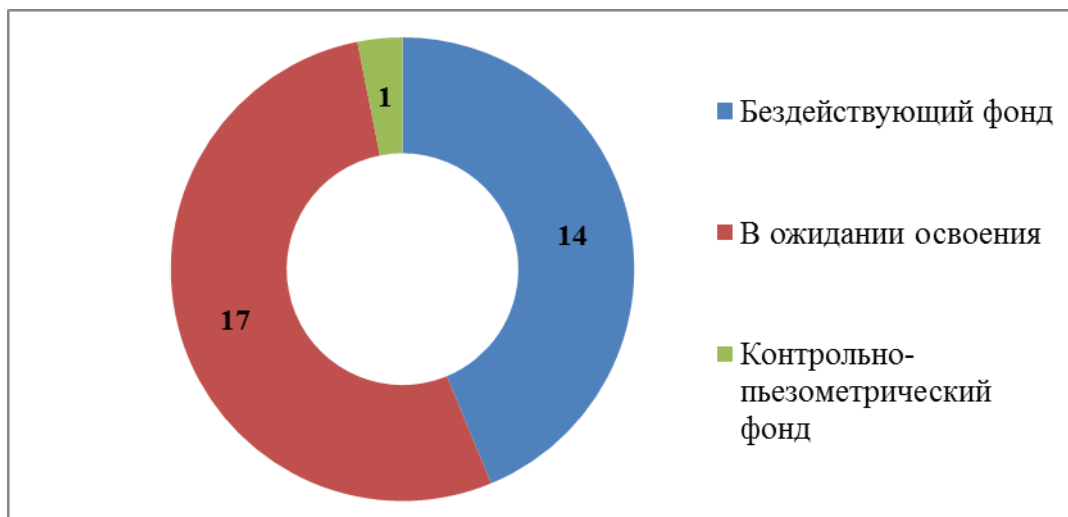


Рисунок 2.6 – Неработающий добывающий фонд скважин на 01.01.2015 г.

Распределение скважин неработающего фонда Ярактинского месторождения по причинам простоя представлено в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Распределение бездействующего добывающего фонда скважин Ярактинского месторождения по причинам простоя

Причины остановки скважин	Бездействие	Консервация	Пъезометр	Итого	
				Всего	%
Низкая продуктивность	7			7	46,7
- в т.ч. высокая обводенность	1			1	6,7
Технические причины	7			7	46,7
- негерметичность ЭК					
- аварийные	2			2	13,3
- отсутствие обустройства					
- КРС или ожидание КРС	5			5	33,3
Геологические причины			1	1	6,7
Проведение исследований					
Всего	14		1	15	100

Основными причинами остановки добывающих скважин являются технические причины (46,7%) и их низкая продуктивность (46,7%) (рисунок 2.7).

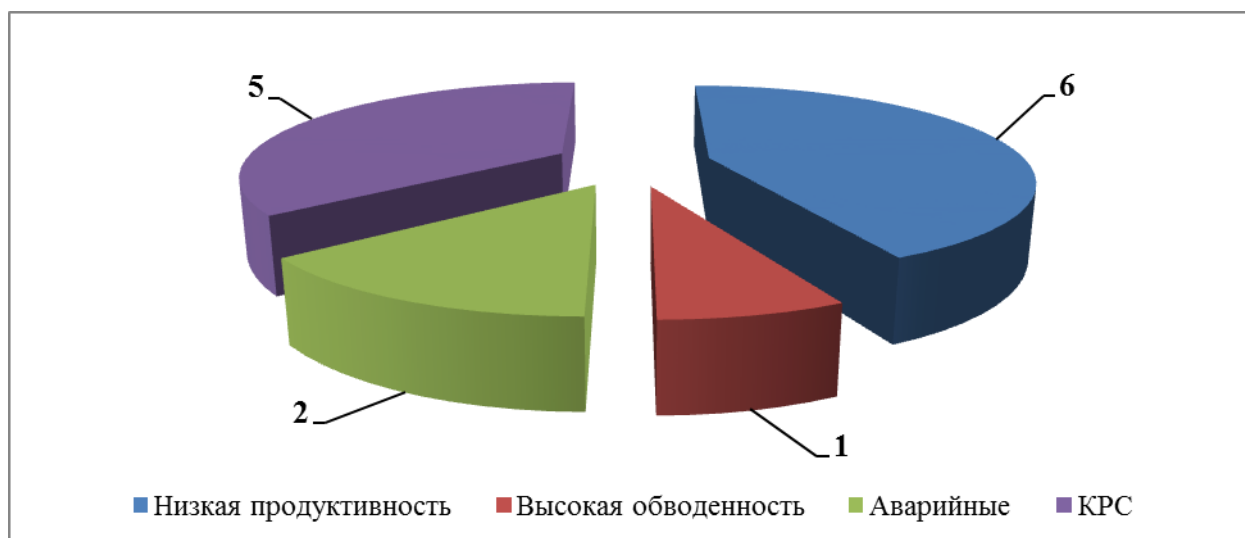


Рисунок 2.7 - Распределение бездействующего добывающего фонда скважин Ярактинского месторождения по причинам простоя

Распределение бездействующего добывающего фонда скважин по дебитам нефти и накопленным отборам нефти представлено в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Распределение бездействующего добывающего фонда скважин Ярактинского месторождения по технологическим параметрам

№ скв.	Дата остановки	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, т.
41р	ноябрь 11	5,7	5,7	0,4	3,2
51	сентябрь 14	3,2	3,6	12,8	95,2
53	октябрь 14	25,7	43,0	40,2	29,6
77	апрель 14	7,6	23,7	68,1	39,2
104	ноябрь 14	34,2	37,6	9,1	127,3
124	ноябрь 14	39,0	39,1	0,2	63,5
145	ноябрь 14	16,6	28,2	40,9	32,8
149	май 13	21,5	29,0	25,7	81,2
165	июль 14	25,0	83,8	70,2	105,2
288	август 14	0,5	32,7	98,6	39,2
539	сентябрь 14	1,6	6,2	73,6	62,7
542	ноябрь 14	9,7	9,8	0,6	176,4
550	октябрь 14	8,8	28,8	69,4	2,1
800	ноябрь 14	47,1	48,1	1,9	1,8

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

3.1 Общие сведения о проведенных мероприятиях

Применение ГТМ, в соответствии с принятым проектным документом были запланированы начиная с 2007 года, включая бурение горизонтальных скважин. Всего на 1.01.15 г. проведено 66 мероприятий по интенсификации добычи нефти (рисунок 3.1)[9].



Рисунок 3.1 – Объемы работ по интенсификации добычи нефти с 2007 по 2014 гг.

3.2 Анализ бурения горизонтальных скважин

Фактически на 01.01.2015 г. пробурена 41 горизонтальная скважина. В 2014 году средний дебит горизонтальных скважин по нефти составил 177,9 т/сут., по жидкости – 194,7 т/сут., обводненность 8,6%. Дебиты нефти изменяются от 21,9 (скв. № 292) до 444,9 т/сут (скв. № 296), что свидетельствует о высокой эффективности данной технологии в условиях месторождения. Проектом разработки месторождения предусмотрено бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 450 м. Учитывая значительную неоднородность пластов Ярактинского месторождения, бурение

горизонтальных скважин требует более обоснованного принятия решения по выбору направления горизонтальных стволов по каждой проектной скважине[10].

3.3 Анализ эффективности ГРП

За период 2013-2014 гг. на месторождении проведена 22 скважино-операции ГРП (в том числе 2 - многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах)[11].

Согласно проведенному анализу (таблица 3.1, рисунок 3.2 и 3.3) дебит нефти и жидкости после ГРП существенно увеличился по некоторым скважинам, что говорит о высокой эффективности данного ГТМ в условиях Ярактинского месторождения.

Таблица 3.1 - Входные дебиты нефтяных скважин до и после ГРП

Дата ГРП	Скв.	Пласт	До ГРП			После ГРП			Кратность дебита	
			Qж, м ³	Qн, тн	W, %	Qж, м ³	Qн, тн	W, %	жидкости	нефти
13.09.2013	530	Ya	250	-	100	250	100	-	1.0	-
18.10.2013	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
19.11.2013	719	Ya	-	-	-	0	0	0	-	-
25.11.2013	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
27.11.2013	537	Ya	15.7	11	14.9	41	51	17	2.6	1.1
07.01.2014	583	Ya	34	28	2.15	-	-	-	-	-
10.02.2014	228	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
04.05.2014	555	Ya	-	0	-	26	0.3	22	-	-
08.05.2014	305	Ya	270			445	-	371	1.6	-
29.06.2014	719	Ya	-	0	-	-	99	0	-	-
13.07.2014	227	Ya	-	-	-	-	-	-	-	-
20.10.2014	717	Ya	-	0	-	21.9	4.9	17	-	-
26.10.2014	284	Ya	1	1	0.5	245	17.5	168	245.0	336.7
18.11.2014	581	Ya	12	10	0.1	117	36.7	62	9.8	616.9
24.11.2014	582	Ya	-	0	-	165	26.7	101	-	-
04.12.2014	551	Ya	-	0	-	56.9	99	0	-	-
09.12.2014	104	Ya	44	34	6.1	-	-	-	-	-
12.12.2014	145	Ya	16	13	0.3	-	-	-	-	-
15.12.2014	269	Ya	-	0	-	88	88.7	8	-	-
30.12.2014	537	Ya	7	6	0.1	144	46.27	64	20.6	644.5
31.12.2014	588	Ya	-	0	-	-	-	-	-	-
31.12.2014	594	Ya	-	0	-	-	-	-	-	-

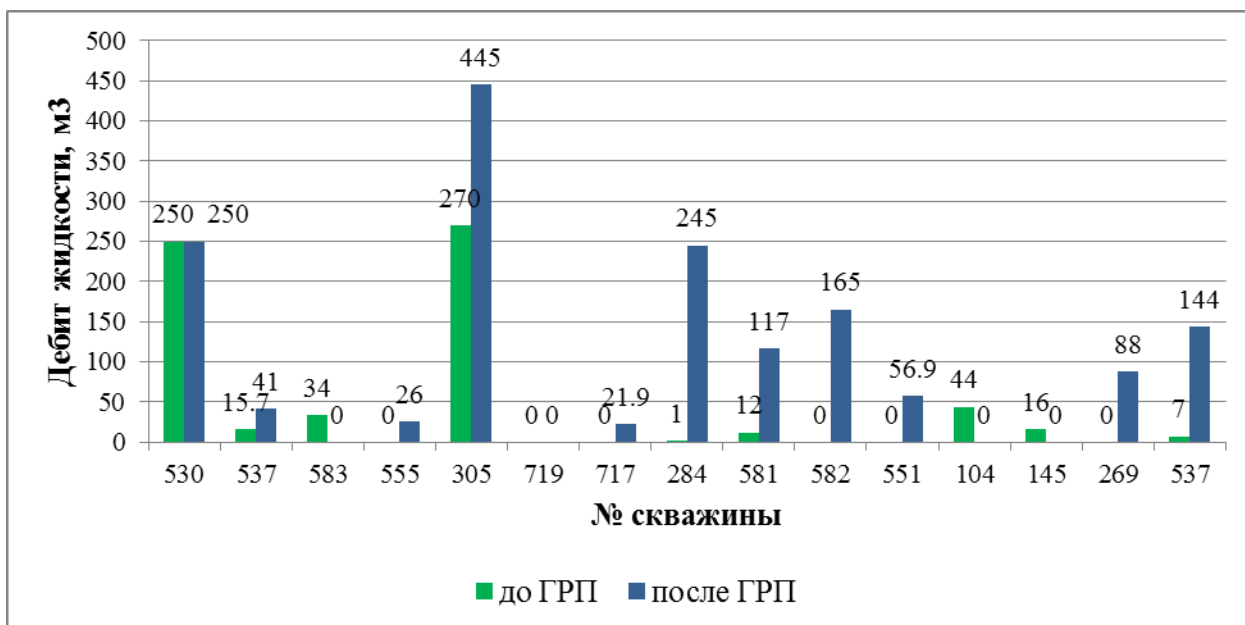


Рисунок 3.2 – Изменение дебита жидкости после ГРП

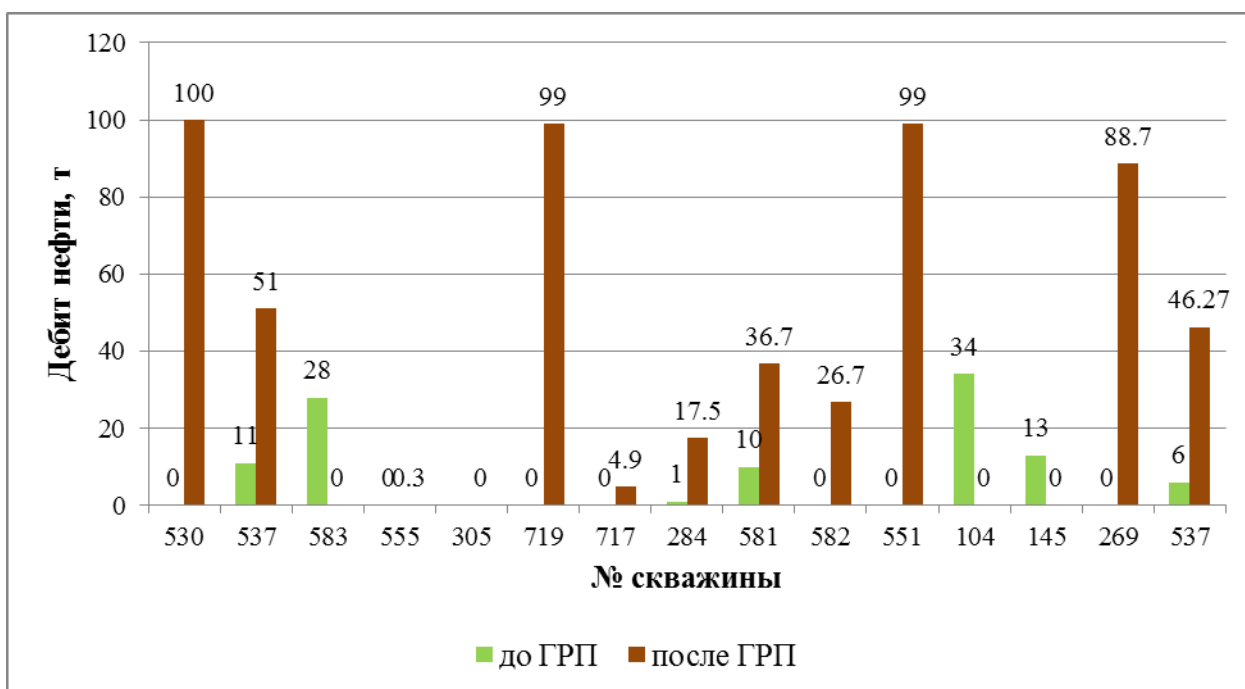


Рисунок 3.3 – Изменение дебита нефти после ГРП

3.4 Рекомендации по восстановлению продуктивности скважин

Для частичного восстановления первоначальной продуктивности скважин могут быть применены хорошо зарекомендовавшие себя методы[12]:

- соляно-кислотные и глино-кислотные обработки;

- промывки растворами ПАВ;
- применение органических растворителей;
- депрессионные методы.

Для предотвращения прорывов воды по наиболее проницаемым слоям необходимо применение полимерных и гелевых систем.

В настоящее время в добывающих нефтяных скважинах проводятся многократные обработки ПЗС с применением закачки горячего конденсата, который добывается вместе с газом газовой шапки скважинами №№ 15, 18, 19 с целью восстановления продуктивности скважин при выпадении парафина.

Технология очистки обсадной колонны и НКТ от органических осадков предусматривает заполнение скважины растворителем (конденсатом) в объеме колонны, в интервале которой наблюдается образование осадков. Обычно этот объем составляет около 10 м³. После выдерживания на реагировании в течение 4-8 часов скважина переводится на циркуляцию растворителем (2-3 цикла) через затрубное пространство и НКТ. Удаление отработанного раствора производится в специально приготовленную емкость или в выкидную линию скважины.

При обработке призабойной зоны пласта объем конденсата планируется из расчета 0,8 – 1,0 м³ на 1 м эффективной толщины пласта. Закачка растворителя осуществляется по колонне НКТ, нижний конец которых устанавливается на уровне нижней отметки интервала перфорации.

Другие геолого-технические мероприятия, включающие применение изолирующих, потокоотклоняющих композиций предусмотрено, начиная с 2009 года и за рассматриваемый период, не проводились. Прогноз применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения

Вид ГТМ	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2055	Итого за 2015-2055
	прогноз										
ГРП											
а) количество провед. опер.	83	113	88	40	3	45	0	0	0	0	372
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	699.1	804.9	764.5	770.9	657.6	1772.5	525.0	159.0	53.7	28.3	6235.6
ГС											
а) количество провед. опер.	41	54	42	20	0	17	0	0	0	0	174
б) доп. добыча нефти, тыс.т	898.9	1034.8	982.9	991.2	845.5	2278.9	675.0	204.4	69.1	36.4	8017.1
ЗБС											
а) количество провед. опер.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б) доп. добыча нефти, тыс.т	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Физико-химические методы ОПЗ											
а) количество провед. опер.	10	16	20	12	12	185	132	89	39	64	579
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	199.8	230.0	218.4	220.3	187.9	506.4	150.0	45.4	15.4	8.1	1781.6
РИР и ВИР											
а) количество провед. опер.	1	1	2	1	1	5	10	15	15	80	131
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	25.0	28.7	27.3	27.5	23.5	63.3	18.8	5.7	1.9	1.0	222.7
Потокоотклоняющие технологии											
а) количество провед. опер.	2	2	4	2	2	8	10	10	15	15	70
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	40.0	46.0	43.7	44.1	37.6	101.3	30.0	9.1	3.1	1.6	356.3
Всего доп. добыто нефти, тыс.т	1862.7	2144.4	2036.8	2054.0	1752.1	4722.5	1398.8	423.6	143.2	75.4	16613.3

Содержание газового конденсата составляет 196,2 г/м³, при этом давление начала конденсации равно 22,8 МПа, при начальном пластовом – 25,4 МПа. Другими словами, при снижении пластового давления ниже 22,8 МПа в пласте начинает выпадать газовый конденсат. Чтобы предотвратить выпадение газового конденсата в пласте и образование конденсатных залежей необходимо поддерживать пластовое давление в газовой шапке Ярактинского месторождения не ниже давления начала выпадения конденсата.

Для поддержания пластового давления в газонасыщенной части пласта и для увеличения коэффициента конденсатоотдачи в проекте предусмотрена реализация сайклинг-процесса (вытеснение жирного пластового газа нагнетаемым сухим газом). В нагнетательных газовых скважинах предусмотрено проведение ГРП для увеличения их приемистости.

3.5 Мероприятия по предупреждению и борьбе с гидратами

Легкие компоненты добываемой нефти и прорывной газ газовой шапки (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, азот, сероводород) при взаимодействии с закачиваемой водой могут образовывать газовые гидраты, которые представляют собой твёрдые кристаллические вещества. В зависимости от термобарических условий гидраты могут образовываться в ПЗС, стволах скважин, промысловых коммуникациях и магистральных газопроводах. Отлагаясь в ПЗС, на стенках труб, гидраты резко уменьшают продуктивность скважин и пропускную способность труб[13].

Область стабильных гидратов для условий Ярактинского месторождения определена при следующих значениях давления и температуры: $P=10-11$ МПа и $T=17-18$ °С. Рабочие значения P и T в скважинах на глубине от 300 до 600м (в зависимости от дебита жидкости) и в нефтегазосборных трубопроводах от устья до УКПГ соответствуют области гидратообразования. Наибольший риск образования гидратов наблюдается при запуске и остановках скважин и

трубопроводов, так как падает как давление, так и температура трубопроводов до температуры окружающей среды. Для борьбы с гидратами на промыслах используют различные ингибиторы (метанол, гликоли, 30%-ный раствор CaCl_2), которые смещают линию гидратообразования в область более низких температур и высоких давлений, что позволяет работать системе скважина – газопровод в безгидратном режиме в течение нескольких месяцев[14].

Для очистки насосно-компрессорных труб фонтанирующих скважин и скважин, эксплуатируемых методом постоянного газлифта от гидратов, используется плунжер, который снимает, как гидраты, так и парафиновые отложения со стенок трубы во время своего движения. Рабочее давление – до 16 МПа и без ограничения на температуру.

Особенностью Ярактинского месторождения является высокоминерализованная пластовая вода, представляющая собой среднекоррозионную среду.

Основной защитой против коррозии оборудования скважин, выкидных линий и нефтегазосборных трубопроводов является эффективное ингибирование, заключающееся в периодической или непрерывной подаче пленкообразующего ингибитора коррозии.

Для периодической очистки внутренней поверхности нефтепроводов от водных скоплений и продуктов коррозии могут использоваться узлы запуска и приема скребка в начале и конце участка. В качестве скребка используют эластичные и/или гелевые разделители на основе полимеров, путем совмещения пропуска разделителей и пропусков порций ингибитора.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Мудрецов Валерию Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОДН
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Цена на углеводородное сырье, капитальные вложения на проведение инновационного мероприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконта (13%), налог на прибыль (20%).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Использование системы показателей, отражающих эффективность проведения инновационного мероприятия, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические указания по оценке эффективности проведения мероприятия.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Оценивается эффективность проведения ГРП на 29 скважинах, относительно увеличения добычи нефти и увеличения фондоотдачи.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Чистый доход (ЧД), дисконтированный поток денежной наличности, чистая текущая стоимость, срок окупаемости.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Анализ чувствительности NPV	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницина Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Мудрецов Валерий Юрьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной главе проводится расчет экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на 29 скважинах Ярактинского месторождения[15].

4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Исходные данные для расчета эффективности проведения инновационного мероприятия представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

Показатели	Единицы измерения	Значение
Продолжительность технологического эффекта	лет	3
Стоимость одного инновационного мероприятия.	тыс.руб.	3350,3
Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	11,3
Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	29
Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,71
Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,92
Себестоимость добычи нефти	руб/т	8377,3
Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	62
Ставка дисконта	%	15
Цена одной тонны нефти	руб	13000
Среднесписочная численность ППП	чел	4844
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6521,8
Годовая добыча нефти	тыс. т	1884,2

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (4.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

K_9 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Подставляя в соотношение (4.1) значения, приняв время работы скважины 347 сут., получаем

$$\Delta Q_{(q)} = 11,3 \cdot 347 \cdot 0,92 \cdot 29 = 104614,9 \text{ тонн.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ППП}}, \quad (4.2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т;

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб.;

$Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел.

Подставляя в соотношение (1.2) значения, приняв цену одной тонны нефти равной 13000 руб., получаем

$$\Delta ПТ = \frac{104614,9 \cdot 13000}{4844} = 280758,5 \frac{т \cdot руб.}{чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{\Phi_{опф}}, \quad (4.3)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

Т.к. среднегодовая стоимость основных производственных фондов составляет 6 521 800 000 рублей, то

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{104614,9 \cdot 13000}{6\,521\,800\,000} = 0,2085 \frac{т \cdot руб.}{руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-переменных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пос}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (4.4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пос}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, тыс. руб.;

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

Учитывая, что доля условно переменных затрат в себестоимости нефти равна 62% и себестоимость нефти 8377,3 рублей, получаем

$$\Delta C = (100 - 62/100) \cdot 8377,3 \cdot 1000 \cdot 1884,2 \cdot \left(\frac{1}{1884,200} - \frac{1}{1884,200 + 104614,9} \right) = 167,5 \text{ руб.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{pn}} = \Delta Q_p \cdot (C_n - (C - \Delta C)), \quad (4.5)$$

где $\Delta \Pi_{\text{pn}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

ΔQ_p – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

Из соотношения (4.5) получаем:

$$\Delta \Pi_{\text{pn}} = 104614,9 \cdot (13000 - (8377,3 - 167,5)) = 501121369 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi_{\text{pn}} - H_{\text{np}}; \quad (4.6)$$

где H_{np} – величина налога на прибыль, руб.

Так как налог на прибыль равен 20%, то

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = 501121369,04 - 20\% = 400897095,2 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения переменных затрат без учёта затрат на мероприятие составит 400897,095 тыс. руб.[15].

4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1). Объем дополнительно добытой нефти – 104614,9 тонн/год. Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют [16].

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_{\gamma} \cdot N,$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}});$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}});$$

$$\Delta Q_2 = 3,27 \cdot 347 \cdot 0,92 \cdot 29 = 30338,3 \text{ тонн};$$

$$\Delta Q_3 = 0,95 \cdot 347 \cdot 0,92 \cdot 29 = 8798,1 \text{ тонн}.$$

Прирост выручки от реализации за t -й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (4.7)$$

где ΔQ – объем дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 104614,9 \cdot 13000 = 1359994324,0 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 30338,3 \cdot 13000 = 394398354,0 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 8798,1 \cdot 13000 = 114375522,6 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{дон}t} + Z_{\text{мер}}, \quad (4.8)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп}t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{y/\text{пер}} / 100, \quad (4.9)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{y/\text{пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп}1} = 104614,9 \cdot 8377,3 \cdot 62 / 100 = 543362298,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2} = 30338,3 \cdot 8377,3 \cdot 62 / 100 = 157575066,5 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп}3} = 8798,1 \cdot 8377,3 \cdot 62 / 100 = 45696769,3 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИИ}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (4.10)$$

где $C_{\text{ИИ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 3350300 \cdot 29 = 97158700 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп}1} + Z_{\text{мер}} = 543362298,4 + 97158700 = 640520998,4 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп}2} = 157575067 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп}3} = 45696769,3 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{n/\text{обл}t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (4.11)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta \Pi_{n/\text{обл}1} = 1359994324,0 - 640520998,4 = 719473326 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{n/\text{обл}2} = 394398354,0 - 157575067 = 236823287 \text{ руб.};$$

$$\Delta\Pi_{н/облз} = 114375522,6 - 45696769,3 = 68678753,4 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{np_t} = \Delta\Pi_{н/облз} \cdot \Delta N_{np} / 100, \quad (4.12)$$

где N_{np} – ставка налога на прибыль, равная 20%.

$$\Delta H_{np_1} = 719473326 \cdot 20 / 100 = 143894665,1 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{np_2} = 236823287 \cdot 20 / 100 = 47364657,5 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{np_3} = 68678753,4 \cdot 20 / 100 = 13735750,7 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{н/облз} - H_t; \quad (4.13)$$

$$\Delta ДП_1 = 719473326 - 143894665,1 = 575578660,5 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_2 = 236823287 - 47364657,5 = 189458629,9 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 68678753,4 - 13735750,7 = 54943002,7 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\Delta ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t, \quad (4.14)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 575578660,5 \text{ руб.};$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 189458629,9 \text{ руб.};$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 54943002,7 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t, \quad (4.15)$$

$$НПДН_1 = ПДН_1 = 575578660,5 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-2} &= ПДН_1 + ПДН_2 = 575578660,5 + 189458629,9 = \\ &= 765037290,4 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$НПДН_{1-3} = ПДН_1 + ПДН_2 + ПДН_3 = 575578660,5 + \\ + 189458629,9 + 54943002,7 = 819980293,1 \text{руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = ПДН_t / (1 + i)^t, \quad (4.16)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

Принимая ставку дисконта равной 15%, получаем:

$$ДПДН_1 = 575578660,5 / (1 + 0,15)^1 = 500503183,0 \text{руб.};$$

$$ДПДН_2 = 189458629,9 / (1 + 0,15)^2 = 143257943,2 \text{руб.};$$

$$ДПДН_3 = 54943002,7 / (1 + 0,15)^3 = 36125916,1 \text{руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (4.17)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 500503183 \text{руб.}$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 500503183 + 143257943,2 = 643761126 \text{руб.};$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 500503183 + 143257943,2 + \\ + 36125916,1 = 679887042,4 \text{руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	104,6	30,3	8,8
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	1359994,3	394398,4	114375,5
Текущие затраты, тыс. руб.	640521,0	157575,1	45696,8
Прирост прибыли, тыс. руб.	719473,3	236823,3	68678,8
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	143894,7	47364,7	13735,8
Денежный поток, тыс. руб.	575578,7	189458,6	54943,0
Поток денежной наличности, тыс. руб.	575578,7	189458,6	54943,0
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	575578,7	765037,3	819980,3
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	500503,2	143257,9	36125,9
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	500503,2	643761,1	679887,0

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие показатели проекта, получила название *анализа устойчивости проекта*. Он вкратце сводится к следующему[15]:

- в качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);
- выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;
- для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, IRR, NPV, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.

Выбираем параметр «Снижение объёма добычи нефти на 20%» и в таблице уменьшаем строку «Прирост добычи нефти, тыс. тонн» на 20 % за все три года. Пересчитываем снова все показатели и заносим в таблицу 4.3 измененное значение ЧТС.

Находим разницу между изменённым значением ЧТС и базисным.

Таблица 4.3 - Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	500503,2	386884,8	-113618,4	22,7	1,14
Увеличение капитальных вложений на 20%	500503,2	486985,5	-13517,7	2,7	0,14
Увеличение текущих затрат на 20%	500503,2	411387,2	-89116,0	17,8	0,89

Продолжение таблицы 4.3

	-20%	0	20%
Объем добычи	-113618,4	0	113618,4
Капитальные затраты	13517,7	0	-13517,7
Эксплуатационные затраты	89116,0	0	-89116,0

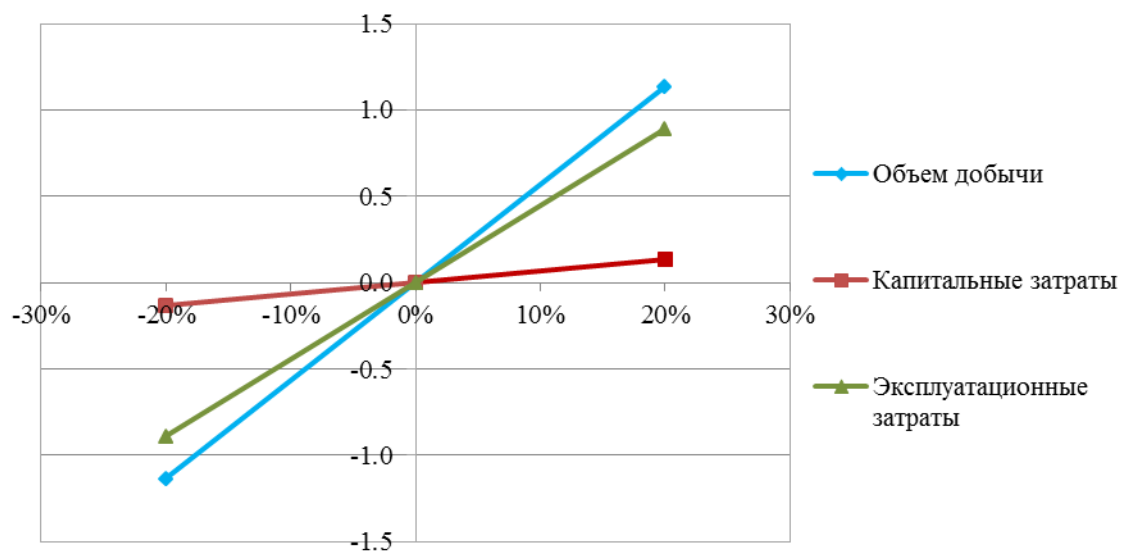


Рисунок 4.1 – Анализ чувствительности NPV

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Мудрецову Валерию Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление / специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом являются кусты скважин на Ярактинском месторождении (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания». При добыче нефти и газа могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Ярактинское месторождение находится в южной части Иркутской области в 325 км от г. Иркутск. В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах Ярактинского месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания»: - 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). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах Ярактинского месторождения (Иркутская область) ООО «Иркутская нефтяная компания»: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	Согласно ГОСТ 12.0.003-74 были определены опасные и вредные факторы. 1.1 Вредные факторы: При выполнении технологических операций по добыче существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1) отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2) повышенный уровень шума и вибрации; 3) токсичность углеводородов нефти и химических реагентов. 1.2 Опасные факторы: На кусте скважин при выполнении технологических операций по добыче нефти и газа могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1) поражение электрическим током; 2) взрывопожароопасность; 3) высокое давление в системах работающих механизмов.
--	---

1. 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.	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). 3. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Возможные ЧС во время проведения работ по добыче нефти и газа: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и ГНВП. Ликвидация ЧС.
4. 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.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Мудрецов Валерий Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В разные периоды разработки Ярактинского месторождения возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта.

В сложившийся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти с максимальным извлечением запасов углеводородов.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области.

Район Ярактинского месторождения входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Средне-Сибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными современной гидросетью[7].

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу опасных и вредных производственных факторов при обслуживании объектов нефтегазодобычи на Ярактинском месторождении.

5.1 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все производственные факторы по сфере своего происхождения подразделяют на следующие две основные группы: факторы производственной среды, факторы трудового процесса[17].

В процессе оперативного контроля за фондом скважин Ярактинского месторождения, а также при проведении геолого-технических мероприятий могут воздействовать на организм человека ряд опасных и вредных

производственных факторов. Перечень опасных и вредных факторов приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации опасного производственно объекта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание скважин на кустовой площадке Ярактинского месторождения	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенный уровень шума и вибрации. 3. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов.	1. Поражение электрическим током. 2. Взрывопожароопасность. 3. Высокое давление в системах работающих механизмов.	1 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. 1 ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ Шум. Общие требования безопасности. 3 ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 4 СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. 5 ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 6 ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением 7 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". 8 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В целях предупреждения несчастных случаев, а также появления профессиональных заболеваний связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Иркутская нефтяная компания», установлены предельные значения

температуры, при которых не могут производиться работы на открытом воздухе:

- без ветра: -37°C ;
- при скорости ветра до 5 м/с: -36°C ;
- от 5 до 10 м/с: -35°C ; свыше 10 м/с: -33°C .

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре -37°C и ниже.

При температуре окружающего воздуха -11°C и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. А в летний период в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые перчатки.

Повышенный уровень шума и вибрации

Фонд скважин, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014[18]. При технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.) и этот уровень будет превышен, то для защиты органов слуха применяют антифоны-заглушки (снижение шума).

При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании и скважине, в зависимости от скорости потока жидкости и газа не более 30 Гц, при норме в 63 Гц. При воздействии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный.

Непосредственное действие локальной вибрации имеет место при работе с ручным инструментом. Локальная вибрация вызывает спазм сосудов кисти, предплечий, нарушая снабжение конечностей кровью.

Для защиты человека от воздействия этого негативного фактора рекомендуется применять виброгасящие перчатки.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

В процессе обслуживания скважин, технологического оборудования, а также при проведении газоопасных работ не исключена вероятность выделения в рабочую зону вредных и опасных веществ (газа, паров нефти), способных оказать негативное воздействие (заболевание, отравление) на организм человека.

Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м^3 [19].

Попадание вредных веществ может происходить через кожу, а также через дыхательные пути. Попадание вредных веществ на кожу может вызвать сыпь, раздражение, эпидермис кожных покровов. Вдыхание паров нефти вызывает удушье и смерть.

Для снижения воздействия этого негативного фактора рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты. Для защиты кожных покровов рекомендуется применять спецодежду и спецобувь, а для защиты органов дыхания противогазы (шланговые и изолирующие).

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Поражение электрическим током

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственно-обусловленные заболевания[4].

К токоведущим частям оборудования относятся: кабельные линии, станции управления, стационарное освещение, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Нижней границей ощущения человеком проходящего через него тока частотой 50 Гц является значение равное 0,5-1,5 мА (пороговый ощутимый ток). Смертельноопасным током является ток силой 100 мА, который приводит к остановке сердца и нарушает кровообращение [20].

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные ограждения и барьеры;
- безопасное расположение и удаленность от человека токоведущих частей;
- ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда;
- электрическое разделение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

Взрывопожароопасность

В процессе обслуживания оборудования и трубопроводов на Ярактинском месторождении из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные

химические реагенты) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1[21].

Для исключения возникновения взрыва или пожара на кустовых площадках промысла все электрооборудование оборудование выполнено в взрывозащищенном исполнении с обязательным заземлением и выдержкой противопожарного расстояния. Также установлены мачты молниезащиты.

Оборудование оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой для контроля технологического процесса и его остановки в случае превышения параметров выше допустимых. На кустовых площадках, а также в групповых замерных установках, распределительных гребенках установлены приборы контроля загазованности. Данные приборы совмещены со световой и звуковой сигнализацией, а также с системой аварийной вытяжной вентиляции [22].

На каждой кустовой площадке имеются первичные средства пожаротушения: песок, кошма, огнетушители.

Курение на территории промысла разрешено только в строго отведенном месте.

Высокое давление в системах работающих механизмов

Процесс добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа связан с обслуживанием трубопроводов и аппаратов, работающих под давлением.

Каждый аппарат и трубопровод должен иметь паспорт, в котором указываются технологические параметры его эксплуатации. Все трубопроводы и аппараты должны проходить техническое освидетельствование (гидроиспытание, наружные и внутренние осмотры)[23].

Все сосуды работающие под давлением имеют предохранительную арматуру от превышения максимально допустимого давления, а также приборы измерения давления, уровня и температуры. Эксплуатация сосуда должна происходить с строгим соблюдением технологических параметров. Каждый

сосуд и аппарат может быть выведен из работы и сдренирован в дренажную емкость. Ремонт сосудов находящихся под давлением запрещен.

Ежесменно обслуживающий персонал должен тщательно осматривать фланцевые соединения, наружную поверхность аппаратов и трубопроводов на наличие утечек. Также персонал осматривает контрольно-измерительные приборы (манометры, термометры, датчики уровня).

5.2 Экологическая безопасность

При выполнении проектных работ или эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды» [24].

Перед началом работ должно быть изучено фоновое состояние окружающей среды и произведена оценка воздействия на нее предстоящими работами. По этим результатам определяют наименее устойчивые к техногенному воздействию экосистемы, а также оптимальные сроки проведения полевого периода.

При эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Цель защиты атмосферы от вредных выбросов и выделений сводится к обеспечению концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и приземном слое атмосферы равных или менее ПДК.

Мероприятия по охране атмосферы[25]:

- полная герметизация систем сбора и транспортировки закачиваемой воды в пласт;

- непрерывный контроль содержания вредных и взрывоопасных газов в атмосферном воздухе;

- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность проводить строго после монтажа;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в дренажные емкости;

- сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

- проектирование объектов с высокой степенью автоматизации.

Мероприятия по охране водных ресурсов:

- полное исключение сброса производственных и хозяйственно-бытовых стоков в водные объекты и на рельеф местности;

- в процессе бурения – внедрение безамбарного бурения с замкнутым циклом очистки и использования бурового раствора, строгим контролем за соблюдением технологии бурения и строительства скважин, сбором в специальные емкости отходов бурения с последующим их обезвреживанием и утилизацией;

- непрерывный контроль за герметичностью трубопроводов и фланцевых соединений на запорной арматуре;

- контроль целостности цементного камня в нагнетательных скважинах.

Мероприятия по охране растительного и животного мира включают:

- выбор участков для размещения объектов с учетом обитания ценных и охраняемых видов флоры и фауны;

- разработку оптимальных маршрутов между буровыми с учетом рельефа местности во избежание нарушения растительного покрова;

- ограничение техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием, в частности, вблизи рек;

- строительство объектов обустройства месторождения на песчаных отсыпках с использованием обвалования и гидроизоляционных материалов;

- максимальное сохранение естественного растительного покрова;

- раскорчевку всех горельников и посадку леса;
- регулярную прокладку и подновление минерализованных противопожарных полос;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на техногенные объекты.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а так же технологических агрегатов в процессе работы;
- открытое газонефтеводопроявление (фонтан);
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды вследствие аварийных ситуации, рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;

- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;
- закрытая система сбора и транспорта нефти.

В каждом подразделении компании должен иметься план ликвидации аварии, в котором строго по пунктам расписана последовательность операции для устранения чрезвычайной ситуации или аварии. Все работники подразделения должны быть ознакомлены с ним под роспись.

При разгерметизации сепаратора в групповой замерной установке без пожара согласно плану ликвидации аварии необходимо:

- сообщить диспетчеру промысла, непосредственному руководителю о случившемся по громкой связи (рация), либо по телефону;
- всех посторонних вывести за пределы опасной зоны;
- оградить знаком либо сигнальной лентой опасную зону;
- пользуясь средствами индивидуальной защиты (противогаз) войти в опасную зону, перевести поток жидкости скважин поступающий в АГЗУ на байпасную линию АГЗУ;
- устранить негерметичность, собрать разлитую жидкость (нефть, вода);
- перевести поток жидкости из байпаса в сепаратор.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Иркутская нефтяная компания создает и обеспечивает безопасные и комфортные условия труда, модернизирует и совершенствует технологические и производственные процессы, инвестирует в повышение квалификации сотрудников, обеспечивает соблюдение трудящимися производственной дисциплины.

Иркутская нефтяная компания берет на себя повышенные обязательства по выполнению установленных государством гарантий трудовых прав и свобод граждан, а также по созданию благоприятных условий труда для всего персонала. В Иркутской нефтяной компании действует система материальной мотивации сотрудников.

Все производственные объекты Иркутской нефтяной компании оборудованы необходимой для проживания социальной инфраструктурой: комфортные общежития, столовые, бани (сауны), спортивные залы, комнаты.

На базе предприятия имеется страховая компания «АльфаСтрахование». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также создания условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства.

Раз в год каждый сотрудник компании обязан пройти медицинский осмотр за счет работодателя.

По общему правилу продолжительность вахты не превышает одного месяца. Рабочее время и время отдыха работников-вахтовиков устанавливаются соответствующим графиком работы на вахте, который утверждается администрацией компании.

По общему правилу обеденный перерыв не входит в рабочее время (ст.107 ТК РФ), а поэтому, 12 часов (предельная продолжительность рабочей смены на вахте) – это «чистое» рабочее время. Например, если в 12 часов входит часовой обеденный перерыв, то работник-вахтовик работает 11 часов. Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха с учетом обеденных перерывов должна составлять не менее 12 часов.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней [26].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Для безопасного обслуживания объектов нефтепромысла руководством компании должны быть проведены ряд мероприятий по компоновке рабочей зоны.

Все скважины промысла быть оборудованы площадкой для ее удобного обслуживания. Площадка должна иметь ограждения в виде перил высотой более 1,1 м, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Весь рабочий инструмент оператора должен быть выполнен из материала не дающий искр (должны быть выполнены из цветного металла или быть обмедненными).

Станции управления насосным оборудованием должны располагаться на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами, а также они должны иметь освещение. Фонари и прожекторы должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Групповые замерные установки должны быть оборудованы датчиками контроля газовоздушной среды, заблокированные с приточно-вытяжной вентиляцией.

В ходе написания данного раздела были выявлены основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды. Рассмотрен механизм воздействия этих факторов на человека, а также даны рекомендации по снижению рисков при выполнении производственных опасностей. Также были рассмотрены вопросы экологии и ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенной работы было выявлено, что основными продуктивными горизонтами Ярактинского месторождения являются верхнетирский и ярактинские горизонты. Ярактинский горизонт литологически почти во всех скважинах месторождения представлен двумя пластами песчаников, разделенных между собой алевроито-аргиллитовой перемычкой мощностью до 7 м. Продуктивные пласты Ярактинского месторождения имеют обширные зоны замещения коллектора непроницаемыми породами, что в свою очередь вызывает сложность разработки месторождения.

В результате проведенного анализа разработки месторождения можно сказать, что на месторождении реализуются основные проектные решения. Месторождение разбуривается в соответствии с проектом, решения по реализации фонда скважин выполнены на 44,1%. Добывающий фонд в основном высокодебитный, добыча нефти ведется механизированным и фонтанным способом.

Основными причинами остановки добывающих скважин являются технические причины (46,7%) и их низкая продуктивность (46,7%).

Для увеличения извлечения остаточных запасов нефти и газа рекомендуется проведение таких мероприятий как ГРП и бурение горизонтальных скважин.

Для восстановления продуктивности призабойной зоны скважины рекомендуется проводить соляно-кислотные обработки, а также обработки органическими растворителями и ПАВ.

Список использованных источников

1. Подсчет запасов и ТЭО КИН Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.
2. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2008 г.
3. Авторский надзор за реализацией дополнения к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2009.
4. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2011 г.
5. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2012 г.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №5871 от 25.12.2013 г.
7. Проект пробной эксплуатации верхнетирского горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №6109 от 16.12.2014 г.)
8. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов. – М.: Недра, 1968. – 272 с.
9. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 1998. – 255 с.
10. МаксUTOва Р.А. Технология и техника для повышения производительности скважин и нефтеотдачи пластов – М.:«ВНИИнефть», 1991 – 191 с
11. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.:КУБК-а.,1997 – 352 с..

12. Гусев С.В. О проблемах реализации методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири // Нефтепр.дело.-1992.- №6(2).-с.11-16.
13. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. С. 204.
14. С. Ш. Бык, В. И. Фомина. Газовые гидраты. Успехи химии, 1968, Том 37, № 6, С.1135.
15. Экономика предприятия. Методические указания по выполнению курсовой работы по курсу «Экономика предприятия». Учебное пособие.Томск, изд-во НИТПУ, 2015 – 60 с.
16. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности под ред. В.Ф. Дунаева. – Москва, 2004 г.
17. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов /П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
21. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3).
22. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
23. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
24. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.
26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2002 N 542-ФЗ.

