Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Допускается к защите в ГЭК
Зав. кафедрой _РНГМ_____

__ _ __профессор, Рогачев М.К.__
(звание, Ф.И.О)
“16” ____июня____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

(дипломная работа бакалавра)

на тему: «Повышение эффективности эксплуатации Русскинского месторождения за счет выполнения ремонтно-изоляционных работ»

Направление __21.03.01___ – __Нефтегазовое дело_____
(шифр) (наименование направления)

Направленность (профиль) __Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти_
(наименование направленности (профиля))

Автор: студент гр. _НД-16-3 ____ _____ /_Эметов Т.Ф._____ /
(шифр) (подпись) (Ф.И.О.)

Руководитель _доцент_____ _____ _____ /__Феллер В.В.___ /
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург

2020 год

Министерство науки и высшего образования российской федерации

Федеральное государственное бюджетное

Образовательное учреждение высшего образования

Санкт-петербургский горный университет

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РНГМ

__ __ /Рогачев М.К./
«_16_» ____июня____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
студенту группы НД-16-3 **Эметова Т.Ф.**

1. Подготовить выпускную квалификационную работу по теме «Повышение эффективности эксплуатации Русскинского месторождения за счет выполнения ремонтно-изоляционных работ » (тема утверждена приказом по университету от 21.11.2019 г. № 1246 лс/ст), в соответствии с программой и методическими указаниями для студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», в соответствии с профилем подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти».
2. Индивидуальное задание:
   - выполнить аналитический обзор технологий и методов по ремонтно-изоляционным работам в скважине;
   - выполнить расчет предлагаемого технологического процесса с оценкой, ожидаемой технологической и экономической эффективности проекта.
   - сделать основные выводы по выпускной квалификационной работе, с выделением их практической значимости.

Задание выдано: 21.11.2019 г.

Задание выдал руководитель ВКР:

Доцент __ ___ Феллер В.В.
(подпись)

Задание принял студент: ____ __ Эметов Т.Ф.

(подпись)

Аннотация

В выпускной квалификационной работе подробно представлено описание Русскинского нефтяного месторождения. Приведено описание геолого-физическая характеристика. Анализируется текущее состояние разработки объекта. Описывается и рекомендуется выбранный способ увеличения нефтеотдачи путем проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине. В технологической части работы проведен анализ текущего состояния и выделены основные проблемы извлечения запасов на объекте. Также проведен анализ экономической эффективности проекта, рассчитаны различные экономические показатели, такие как: ЧТСД, МРП, ВТСД, срок окупаемости проекта. Работа состоит из 64 страниц. Содержит 5 рисунков и 5 таблиц.

Abstract

The final qualifying work describes in detail the description of the Russian oil field. A description of the geological and physical characteristics. The current state of development of the object is analyzed. Describes and recommends the selected method of increasing oil recovery by carrying out repair and insulation work in the well. The analysis of the current situation is carried out and the main problems of extraction of reserves at the facility are highlighted. The analysis of the economic efficiency of the project is carried out, various economic indicators are calculated, such as: CTDS, MCI, VTSD, the payback period of the project. The work consists of 64 pages. Contains 5 figures and 5 tables.

Список сокращений.....5
ВВЕДЕНИЕ.....6
1. Геологическая часть.....7
1.1. Общие сведения о месторождении.....7
1.2. Физико-Литологическая Характеристика Пород -Коллекторов Продуктивных пластов. .8
1.3. Геолого-геофизическая изученность месторождения.....11
1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....13
1.3.2. Тектоника и общий структурный план.....17
1.3.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....18
Вывод к 1 главе.....22
2. Сведения о разработке месторождения.....24
2.1. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом.....24
2.1.1. Фактические показатели разработки.....24
2.1.2. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.....27
2.1.3. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки.....28
2.2. Текущее состояние разработки объекта ЮС1.....29
2.2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации.....31
2.3. Характеристика фонда скважины.....34
2.4. Анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН.....34
2.5. Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти.....36
Вывод ко 2 главе.....40
3. Технологическая часть.....42
3.1. Актуальность проведения РИР.....42
3.2. Суть и способы изоляции зон в скважине.....44
3.3. Эффективность изоляционных работ.....46
Вывод к 3 главе.....52
4. Расчет РИР для скважины 129.....53
Исходные данные.....53
5. Экономический эффект.....56
5.1. Расчет экономического эффекта.....56
5.2. Технико-экономические показатели проекта.....57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....62
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....64

Список сокращений

ППД – поддержание пластового давления

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ИНЗ – истощенные нефтяные залежи;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЛУ – лицензионный участок;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ЦКР – Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть;

ЦПС – центральный пункт сбора;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

ВНК – водонефтяной контакт;

ЭЗ – элемент заводнения;

ВНФ – водонефтяной фактор;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ОЗЦ – ожидание застывания цемента;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НПЦ – научно-производственный центр;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

УПНП – управление по повышению нефтеотдачи пластов;

НЦР – нефтецементные растворы.

ВВЕДЕНИЕ

Русскинское месторождение открыто в 1982 г., введено в разработку в 1987 г. согласно «Проекта пробной эксплуатации», составленного СибНИИНП (протокол технического совета Главтюменьгеологии № 19 от 20.05.86 г.). Лицензия на право пользования недрами Русскинского месторождения ХМН 00417 НЭ от 14.01.97 г. выдана ОАО «Сургутнефтегаз» сроком до 31.12.2048 г.

Геологические запасы нефти Русскинского месторождения с утверждением их в ГКЗ СССР подсчитывались два раза. Первый раз [1] запасы месторождения были утверждены ГКЗ СССР в 1986 г. в составе Тевлинско-Русскинского месторождения (протокол ГКЗ СССР № 10097 от 18.12.86 г.). После утверждения запасов Тевлинская и Русскинская площади, расположенные первая на левобережье, вторая - на правобережье р. Тромъеган, были выделены в самостоятельные месторождения, разрабатываемые, соответственно, ООО «Лукойл-Западная Сибирь» и ОАО « Сургутнефтегаз».

В 1993 г. СибНИИНП была выполнена переоценка запасов нефти и газа Русскинского месторождения [2]. На дату пересчёта запасов на месторождении были пробурены 512 скважин различного назначения, в том числе 46 поисково-разведочных. Отчёт рассмотрен ГКЗ СССР в 1997 г. (протокол № 415). Запасы утверждены по залежам продуктивных пластов (сверху вниз): БС11/1, БС16-21 (ачимовская толща), ЮС1/1, ЮС1/2, ЮС2/1, ЮС2/2. Всего по состоянию на 01.01.97 г. геологические/извлекаемые запасы нефти по категориям В+С1, за вычетом добычи нефти 10228 тыс. т и газа 860 млн. $м^3$, утверждены, соответственно, в количестве 92887/12312 тыс. т и 780 млн. $м^3$. Оцененные запасы нефти категории С2 составили 118785/111461 тыс. т, или 54 % всех геологических запасов.

ГКЗ СССР сочла Русскинское месторождение подготовленным к продолжению разработки по основным пластам БС11/1, ЮС1/1 и ЮС1/2. В то же время было отмечено, что ачимовской толщи, пластов ЮС2/1 и ЮС2/2 «нуждаются в дополнительном изучении добывных возможностей и выработке эффективных технологий их разработки». С этой целью ОАО «Сургутнефтегаз» рекомендовалось провести комплекс необходимых промысловых работ. Рекомендаций по продолжению геологического изучения месторождения и уточнению параметров, обосновывающих геологические запасы нефти и газа, в протоколе ГКЗ СССР не содержится. После утверждения запасов изучение месторождения продолжалось.

1. Геологическая часть

1.1. Общие сведения о месторождении

Тевлинско-Русскинское месторождение нефти является одним из крупнейших объектов добычи УВ в Западной Сибири. Геологическое строение района Тевлинско-Русскинского месторождения изучено по материалам бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведки 2D и 3D, выполненных как в пределах собственно исследуемой площади, так и на сопредельных территориях Когалымского, Северо-Кочевского, Кочевского и Русскинского месторождений. Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в Сургутском районе ХантыМансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области. По нефтегеологическому районированию месторождение приурочено к северной части Сургутского нефтегазоносного района, где промышленная нефтегазоносность разреза установлена в юрских и нижнемеловых отложениях. Месторождение открыто в 1981 году Сургутской нефтегазоразведочной экспедицией объединения «Обънефтегазгеология» в результате бурения скв. № 8Р, из которой получен промышленный приток нефти из пласта БС18 (дебит 4.03 м3 /сут). В 1984 г. начинается этап детальной разведки месторождения. Выявлены залежи нефти промышленного значения в отложениях тюменской свиты (пласт ЮС2), васюганской (пласт ЮС1) и в ачимовской пачке. Все эти отложения составляли один этаж разведки. Базисным являлся пласт ЮС1 1, залежи которого, как считалось, имеют обширную область распространения и наиболее высокодебитны. Разведку залежей необходимо было продолжить с целью более детального изучения структурного плана и выяснения контуров залежей. В результате проведения доразведки в период с 1982-1986 гг. были открыты высокопродуктивные залежи нефти в пластах БС10-11. В пробную эксплуатацию месторождение введено в июле 1986 году. Ближайшими наиболее крупными эксплуатируемыми месторождениями являются: Холмогорское расположенное (к северу), Южно-Ягунское - в 20 км на восток, Дружное – 50 км на восток, Карамовское - в 75 км на север, Федоровское и Когалымское, непосредственно граничащие с Тевлинско-Русскинским месторождением (рисунок 1.1).

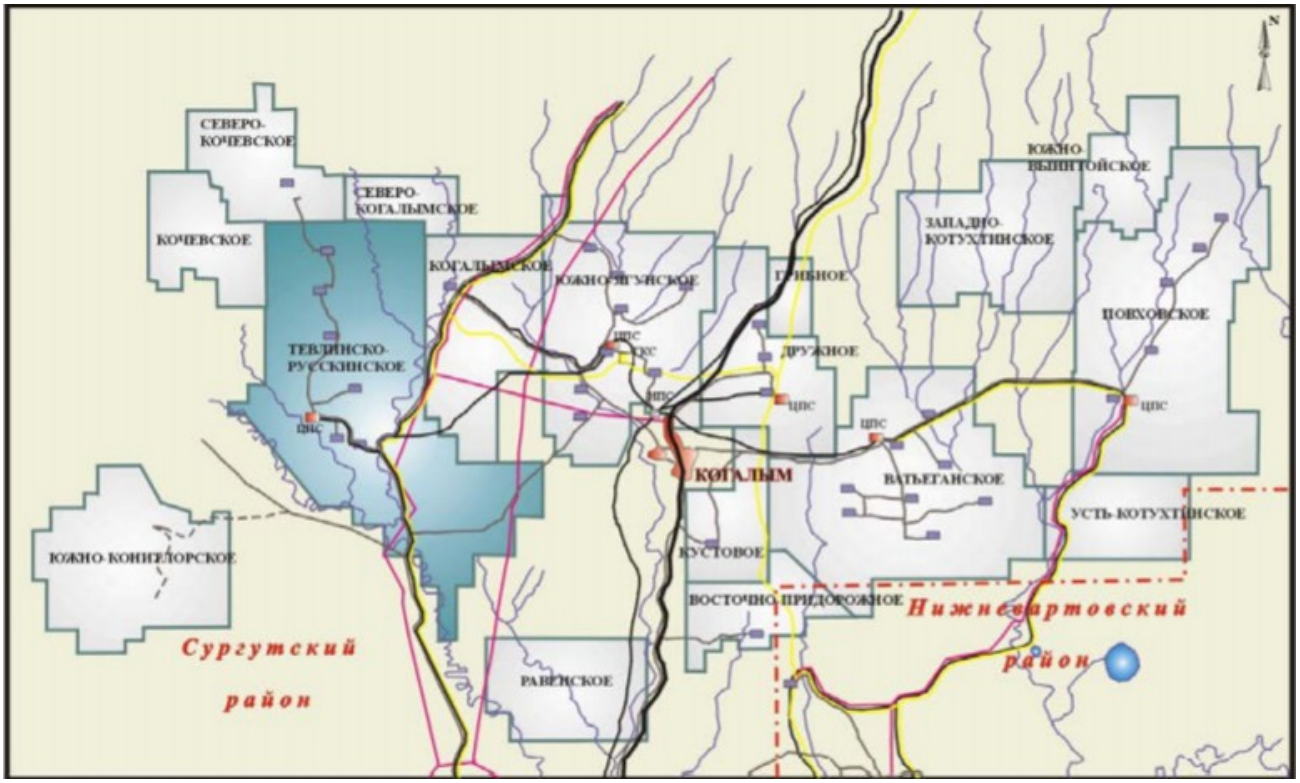


Рисунок 1.1. Обзорная схема Тевлинско-Русскинского месторождения Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2. Физико-Литологическая Характеристика Пород -Коллекторов Продуктивных пластов

Пласт ЮС1

Пласт ЮС1 стратиграфически приурочен к верхней части васюганской свиты и представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород и углей. Выдержанным прослоем аргиллитов он делится на два пласта ЮС1/1 и ЮС1/2.

Коллекторами являются мелко-среднезернистые песчаники и крупно-среднезернистые алевролиты, неравномерно глинистые или алевритистые, местами обогащенные углистым материалом, слюдой, реже глауконитом, от хорошо до плохо отсортированных. Текстура породы массивная или слоистая, слоистость прерывистая, неравномерно горизонтальная, косоволнистая, линзовидная, косая, перекрестная, обусловлена концентрацией глинистого, углисто-слюдистого материала и растительного детрита по плоскостям наслоения. Местами слоистость нарушена ходами илоедов и следами взмучивания осадка. Порода содержит обильные органические включения: остатки раковин пелиципод и двустворок (в местах их наибольшего скопления коллекторы кавернозны),

ростры белемнитов, скопления УРД, углефицированные остатки древесины. Отмечаются тонкодисперсные включения и конкреции (до 0,10 м) пирита, сидерита. Алевролиты отличаются от песчаников меньшими размерами зёрен и большей степенью уплотнения.

Структура песчаников псаммитовая, алевро-псаммитовая, алевролитов – алеврито-вая и псаммо-алевритовая. По петрографо-минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу, с незначительным преобладанием полевых шпатов (48,2 %) над кварцем (45 %), второстепенным содержанием обломков пород (6,8 %) и примесным слюд. Форма обломков полуугловатая-полуокатанная.

Цемент коллекторов в основном глинистый, полиминеральный по составу и неоднородный по характеру распределения. Основным минералом цемента является каолинит (54-68 %), второстепенным – хлорит (4-8 %), гидрослюда (4-6 %), ССО (20-44 %). Обычно типичны полиминеральные ассоциации всех глинистых компонентов. Отдельные поры выполнены карбонатами и железисто-титанистыми минералами аутигенного генезиса, в уплотнённых участках развит конформно-регенерационный кварц и хлоритовый цемент.

Уплотнение коллекторов интенсивное, но крайне неравномерное. В целом по пласту процессы аутигенной цементации доминируют над процессом растворения. Тем не менее, встречаются разуплотненные песчаники с системой открытых пор размером 0,02 – 0,14 мм треугольной, щелевидной и изометричной формы.

Гранулометрические параметры пластов ЮС1/1 и ЮС1/2 указывают на доминирующее содержание средне- и мелкопесчаной фракций (до 85,0 %), невысокую глинистость (в среднем не более 9,0 %) и хорошую степень отсортированности осадков (1,4-1,7). Такой гранулометрический состав коллекторов обуславливает значительное повышение их ФЕС по сравнению с вышележащими продуктивными пластами ачимовских отложений, где при аналогичном аутигенном минералообразовании доминируют глинистые алевролиты.

Коллекторские свойства пласта ЮС1/1 изучены достаточно детально по 695 образцам керна, в т.ч. дополнительно после предыдущего подсчёта запасов - по 332 образцам.

Открытая пористость коллекторов, исследованная на 462 образцах керна, изменяется в пределах 13,5-26,0 %, средняя 17,3 %. Проницаемость изучена меньшим числом образцов - 355. Диапазон изменения Кпр широк: от 0,7 до $1995,9*10^{-3}$мкм^2, но среднее его значение невысокое и составляет $54,6*10^{-3}$мкм^2. Отмечено, что наиболее высокой проницаемостью обладают образцы пород, обогащённые раковинами моллюсков. Подобные включения

придают песчаникам кавернозный вид, и, практически не изменяя ёмкостные свойства породы, значительно улучшают её фильтрационные свойства.

Водоудерживающая способность коллекторов (311 определений) варьирует в пределах 15,5-72,3 %, в среднем 43,4 %. .

Коллекторские свойства пласта ЮС1/2, ранее изученные по 196 образцам, пополнились дополнительными исследованиями 109 образцов (см. табл. 1.2). Средняя пористость коллекторов по 216 образцам, изменяясь по разрезу от 13,6 до 21,0 %, равна 16,9 %. Аномально высокопроницаемые кавернозные прослои в разрезе пласта ЮС1/2 не выявлены, что, соответственно, отразилось на его фильтрационной характеристике: проницаемость по разрезу варьирует от 0,7 до $135,7*10^{-3}$мкм^2 и в среднем по 165 образцу составляет $13,4*10^{-3}$мкм^2.

Коэффициент водоудерживающей способности по 158 определениям в среднем по пласту ЮС1/1 равен 47,5 %.

Таблица 1.2. - Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатель	Значение
1	2	3
1	**ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ**	
	Нефти: - на внешнем рынке, р./т / $/т / $/барр.	21170 / 730 / 100
	- на внутреннем рынке (с НДС), р./т / $/т / $/барр.	10500 / 362 / 50
	- средневзвешенная, р./т / $/т / $/барр.	15835 / 546 / 75
	Газа (с НДС), р./1000 м^3	2168,5
2	**НАЛОГИ И ПЛАТЕЖИ**	
	НДС, %	20
	Налог на добычу полезных ископаемых (нефти):	
	- 2012 г.	446*Кц*Кв*Кз
	- с 2013 г.	470*Кц*Кв*Кз
	Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть марки "Юралс" (Кц)	9,4444
	Коэффициент, характеризующий степень выработанности участка недр (Кв)	
	- если 0.8 ≤N / V≤ 1	3.8-3.5* N / V
	- если N / V>1	0,3
	- в иных случаях	1,0
	Коэффициент, характеризующий величину запасов участка недр (Кз)	1,0
	Налог на имущество, %	2,2
	Налог на прибыль, %	20
	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды, тыс.р./чел. в год:	

	- 2012 - 2013 гг.	180,4
	- с 2014 г.	174,1
	Страховые взносы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, %	0,5
	Вывозная таможенная пошлина на нефть, $/т	357,7
	Прочие налоги и платежи (транспортный, земельный, водный налоги, арендная плата за землю и др.), тыс.р./скв. (доб.+нагн.)	24,2

1.3. Геолого-геофизическая изученность месторождения

Планомерное изучение геологического строения Среднего Приобья началось в конце 40-х годов. В период с 1947 г. по 1957 г. геолого-геофизические исследования носили региональный характер: поиски крупных положительных структурнотектонических элементов и выявление общих закономерностей в геологическом строении района. В этот период были проведены геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000, аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000 и 1:200000, гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000, по результатам которых были выявлены структуры I порядка – Нижневартовский и Сургутский своды.

В 1957 г. начинается новый этап исследований. Сургутская НРЭ, Новосибирский и Ханты-Мансийский тресты, а с 1965 г. и трест "Тюменнефтегеофизика" проводят детальное изучение геологического строения района и поиск структур II и III порядков. Этот этап характеризуется широким развитием площадных и маршрутных сейсморазведочных работ в сочетании с глубоким бурением. По результатам этих работ были выявлены Русскинская, Тевлинская, Иминская, Сорымская, Когалымская структуры.

В 1964 г. начинается поисковое бурение на Сорымской площади. Но после бурения двух скважин, не вскрывших нефтяные пласты, разбуривание площади приостановлено.

В 1971 г. поисковое бурение проводится на Тевлинской площади, но ввиду незначительных притоков нефти и недостаточной изученности площади, бурение было 10 прекращено до 1981 года. В период с 1976 г. по 1985 г. силами ПО «Хантымансийскгеофизика» проводятся сейсморозведочные работы МОГТ (с.п. 14/77-78, 14/79-80, 71/84-85). По результатам этих работ уточнено геологическое строение зон сочленения Тевлинского и Федоровского, Кочевского и Тевлинского, Кочевского и Северо-Кочевского поднятий.

В 1975-76 гг. на восточном склоне Сургутского свода проведена высокоточная аэромагнитная съемка масштаба 1:50000. Уточнено геологическое строение палеозойского

фундамента, выделены антиклинарные и синклинарные области, внутри областей локализованы зоны, различные по структурным, петрографическим и тектоническим особенностям.

В 1980 г. разработан «Геологический проект глубокого поискового и разведочного бурения на Сорымско-Иминской, Русскинской и Икилорской площадях».

В 1984 г. начинается этап детальной разведки месторождения. Все работы проводятся, в основном, на западном крыле Русскинской зоны. Одновременно в 1984 г. проводится разведочное бурение в пределах Тевлинской структуры.

В 1985 г. площади Икилорская, Русскинская, Сорымско-Иминская и Тевлинская были объединены в единую Тевлинско-Русскинскую группу месторождений, для которой был определен срок ввода в разработку в 1986 г. Одновременно проводились работы в районе западного крыла Икилорской структуры и Восточно-Русскинского поднятия.

В 1986 г. началась доразведка Тевлинской структуры.

После утверждения запасов нефти ФБУ «ГКЗ» РФ доразведка месторождения осуществлялась Сургутской НРЭ (1986-87гг.) по ранее составленному «Проекту детальной разведки залежей нефти на Русскинском, Сорымском и Тевлинском месторождениях», а также ПО "Когалымнефтегаз" по проекту доразведочных работ Тевлинско-Русскинского месторождения, составленному в 1989 г.

Одновременно с разведочным бурением в пределах месторождения велось эксплуатационное бурение. В пробную эксплуатацию месторождение введено в июле 1986 г.

Первые попытки проведения сейсморазведочных работ 3D были предприняты в пределах центральной части Тевлинско-Русскинского месторождения ПО «Хантымансийскгеофизика». Отработаны две площади (с.п. 16/89-90 и 16/90-91), но результатов проведенные работы не дали.

В 1996 г. ОАО «Башнефтегеофизика» (с.п. 14, 15/96) проводят сейсморазведочные работы 2D в зоне сочленения Кочевского, Северо-Кочевского и Северо-Когалымского 11 месторождений, а в 1997-99 гг. - сейсморазведочные работы 3D (с.п. 14/97-98, 14/98-99) в зоне сочленения Тевлинско-Русскинского и Северо-Когалымского месторождений.

В 1999 г. ОАО «Башнефтегеофизика» проведены региональные сейсморазведочные работы 2D, по результатам которых выполнена увязка пластов-коллекторов Сургутского и Нижневартовского сводов. В 2002 г. этой же организацией проведены детальные сейсморазведочные работы 3D в пределах Кочевского месторождения.

В период с 2005 по 2008 гг. в пределах восточной и южной частей ТевлинскоРусскинского лицензионного участка сейсморазведочные работы 3D проводились силами ОАО «Башнефтегеофизика» и ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед.

В пределах Восточно-Тевлинского участка полевые сейсмические работы выполнены ОАО «Башнефтегеофизика». Обработка исходных данных и комплексная интерпретация геолого-геофизических данных проводилась специалистами ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед. В пределах южной части Тевлинско-Русскинского месторождения отработано 3 площади 3D:

Южно-Тевлинская-I – 2004-2006 гг. СК «ПетроАльянс», с.п. 1386;

Южно-Тевлинская-II – 2004 -2006 гг. ОАО «Башнефтегеофизика», с.п. 14/2004-05;

Южно-Тевлинская-III – 2007-2008 гг. СК «ПетроАльянс», с.п. 1386.

В последние годы обобщением всего геолого-промыслового материала и геологическим изучением Тевлинско-Русскинского месторождения занимались многие специалисты, среди которых можно выделить таких как: В.М. Абдуллин, С.Е. Агалаков, В.Е. Андреев, А.А. Балуев, Л.Н. Бружес, Д.В. Вологодский, И.С. Гутман, Н.Н. Зефиров, В.Г. Изотов, Г.Д. Карасева, А.А. Кокорин, Г.С. Кузнецов, Н.А. Ланин, С.Н. Политова, Н.П. Румак, Д.В. Ровнин, А.П. Рыжков, К.Г. Скачек, А.Б. Сметанин, В.Р. Сыртланов, Ю.А., Тренин, В.В. Черняев, Д.Ю. Чудинова, В.И. Шаламова и другие.

1.3.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Русскинское месторождение расположено на северо-восточном погружении Сургутского свода. Стратиграфический разрез в пределах данного месторождения соответствует стратиграфическому разрезу Сургутского нефтегазоносного района.

Геологический разрез рассматриваемого района представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и доюрских образований.

Отложения ***доюрского*** возраста на Русскинском месторождении не вскрыты. В целом по Сургутскому району они представлены эффузивами. Так, Сургутской опорной скв. 51 вскрыты зеленоватые и вишнёво-бурые миндалевидные диабазовые порфириты.

В геологическом строении мезо-кайнозойского осадочного чехла, залегающего со стратиграфическим несогласием непосредственно на породах палеозоя, принимают участие песчано-алевритовые и глинистые породы юрского, мелового, палеогенового и

четвертичного возраста. В основу стратиграфического расчленения разрезов скважин, положена “Региональная стратиграфическая схема мезозойских отложений Западной Сибири”, утвержденная МСК в 1991 г. Прилагаемый сводный геолого-геофизический разрез месторождения (приложение 1) даёт достаточное представление об общей литолого-стратиграфической характеристике разреза мезо-кайнозойского чехла.

Породы юрской системы залегают на фундаменте и его коре выветривания и представлены тремя отделами.

Нижне-среднеюрский отдел (тюменская свита) представлен чередующимися прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов с обилием обугленного растительного детрита. Часто встречаются прослои бурых углей. В кровле свиты расположен пласт мелкозернистого песчаника ЮС2, в пределах которого на Русскинском месторождении выделены два нефтенасыщенных пласта - ЮС2/1 и ЮС2/2. Вскрытая толщина тюменской свиты составляет 52-131 м.

Верхнему отделу (келловейский, оксфордский, киммериджский и волжский ярусы) соответствуют свиты - васюганская, георгиевская и баженовская.

Нижняя часть васюганской свиты (келловейский и оксфордский ярусы) сложена аргиллитами тёмно-серого цвета, тонкослоистыми, известковистыми, иногда переходя-щими в известняк, местами с прослоями битуминозных аргиллитов.

Верхняя часть васюганской свиты представлена песчаниками и алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабо известковистыми, с подчинёнными прослоями аргиллитов. Толщина свиты 53-75 м.

К отложениям подсвиты приурочен горизонт ЮС1, в котором выделены два продуктивных пласта – ЮС1/1 и ЮС1/2.

Георгиевская свита (киммериджский ярус) сложена аргиллитами тёмно-серыми, почти чёрными, слабо битуминозными, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, содержащими многочисленную фауну. Толщина свиты 1-6 м.

Баженовская свита (волжский ярус) - регионально выдержанный литологический, стратиграфический и сейсмический репер, представлена буровато-чёрными, тонкоплит-чатыми аргиллитами с тонкими прослоями глинистого листоватого материала и известняков с вкраплениями пирита, с большим количеством органического материала. Толщина свиты 20-30 м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и покурская свиты). В нижней части разреза сортымской свиты выделяется пачка аргиллитов тёмно-серых, участками битуминозных толщиной 8-10 м. Выше залегают ачимовские отложения, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород. Встречается углистый детрит. На Русскинском месторождении толщина ачимовской отложений изменяется от 60 до 167 м. К ним приурочены песчаные пласты БС16 – БС22, из которых продуктивны БС16/0, БС16, БС17/0, БС18, БС19, БС20 и БС21. Выше залегают аргиллиты серые с прослоями алевролитов толщиной до 200 м.

Следующая пачка пород представлена чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов. К этим отложениям приурочены песчаные пласты БС10 – БС12. Установлена промышленная нефтеносность пласта БС11/1.

Завершает разрез сортымской свиты пачка аргиллитов тёмно-серых, плотных, слабо алевритистых.

Общая толщина сортымской свиты достигает 500 м.

Усть-балыкская свита представляет собой толщу переслаивания песчаников и алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин, включающую пласты БС1-БС9.

Выше залегает сангопайская свита представленная также толщей переслаивания песчаников, алевролитов и алевритоподобных глин, где выделяются пласты АС4 – АС12. Разделом между свитами является пимская пачка тёмно-серых, однородных аргиллитоподобных глин. В пределах усть-балыкской свиты выделяется сармановская пачка, которая является зональным репером в пределах Широтного Приобья.

Алымская свита представлена глинистыми породами тёмно-серыми, почти чёрными с прослойками и линзами алевролитов. Максимальная толщина свиты 141 м.

Покурская свита объединяет верхи нижнего и низы верхнего отделов меловой системы. В пределах описываемого района граница между этими отделами проводится условно внутри покурской свиты. Свита представлена мощной толщей (791-874 м) неравномерно переслаивающихся песчано-глинистых пород. В покурской свите выделены две подсвиты: нижняя – наиболее глинистая и верхняя – с преобладанием песчано-алевритовых пород.

Верхний отдел меловой системы (кузнецовская, березовская и ганькинская свиты).

Кузнецовская свита в нижней части представлена глинами тёмно-серыми, почти чёрными туронского яруса, которые выдержаны по площади и разрезу и являются

региональным репером в пределах Западной Сибири. Вверх по разрезу глины меняют окраску до серых. Толщина свиты 15-25 м.

Березовская свита расчленена на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена серыми, опоковидными глинами с остатками фауны. Верхняя подсвита представлена серыми, зеленоватыми, опоковидными глинами. Толщина свиты 67-82 м.

Ганькинская свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, известковистыми до известковых, переходящих в мергели. Толщина свиты 67-104 м.

Палеогеновая система представлена всеми тремя отделами.

Талицкая свита представлена монтмориллонитовыми глинами, тёмно-серыми, плотными, аргиллитоподобными. Толщина свиты 102-132 м.

Люлинворская свита сложена глинами светло-серыми, зеленоватыми, прослоями почти белыми. В нижней части опоковидных, в верхней диатомовых, переходящих в диатомиты. Толщина отложений 180-200 м.

Тавдинская свита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, зелёными, с неправильными включениями алевритов. Толщина свиты 180 м.

Атлымская свита представлена континентальными аллювиально-озёрными образованиями. Это светло-серые и желтовато-серые, мелкозернистые, иногда разнозернистые кварцево-полевошпатовые пески. Толщина свиты до 50 м.

Новомихайловска свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, коричневато-серыми, с включениями слабо уплотнённых алевролитов и углей. Толщина отложений до 30-60 м.

Туртасская свита представлена алевритами, песками и глинами. Пески и алевриты кварцевые с включениями зёрен глауконита. Толщина свиты 40-70 м.

Четвертичная система. Отложения системы развиты повсеместно и представлены суглинками, супесями, песками и глинами пойменных и озёрно-болотных фаций. Толщина отложений 15-30 м.

1.3.2. Тектоника и общий структурный план

Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» (В.И.Шпильман, Н.И.Змановский, Л.Л.Подсосова, 1998 г.) площадь месторождения расположена в восточной части крупной положительной структуры I порядка Сургутского свода. В тектоническом отношении месторождение приурочено к юго-западной части

Когалымской вершины, которая на западе граничит с такими достаточно крупными тектоническими элементами как Конитлорская терраса и Тончинский прогиб, на юге – с Савуйской седловиной, а на востоке – с Ярсомовским крупным прогибом, разделяющим положительные структурные элементы I порядка – Сургутский и Вартовский своды (рис. 1.2.2).



Рис. 1.2.2. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (И.И.Нестеров и др., 1990 г.) Русскинское месторождение расположено в пределах восточного склона структуры I порядка Сургутского свода, в зоне сочленения структур II порядка: Восточно-Венглинского малого прогиба и Тевлинско-Русскинского малого вала. В пределах Тевлинско-Русскинского малого вала выделяются

структуры III и IV порядков: на севере – Тевлинское, структурный нос без названия, Северо-Тевлинское, в центральной части – Когалымское + Западно-Когалымское, Западно-Сорымское, Иминское, на юге – Сорымское, Икилорское, Восточно-Русскинское и Русскинское.

Русскинское месторождение приурочено к двум локальным поднятиям III порядка: Русскинскому, расположенному на Савуйском структурном носе, и Восточно-Русскинскому.

Существующие тектонические карты, в целом, не противоречат и дополняют друг друга. На карте В.И.Шпильмана и др. лучше отображено строение территории в региональном плане, крупные тектонические элементы. На карте И.И.Нестерова и др. выделены практически все мелкие структуры, которые необходимо учитывать при детальном изучении территории.

Тектоническое строение исследуемой площади имеет сложный характер. Результаты геолого-физических исследований свидетельствуют об унаследованности тектонического развития территории, проявляющейся в тождественности структурных планов по различным горизонтам с тенденцией выполаживания структурных форм от древних отложений к более молодым.

1.3.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Русскинское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Среднеобской нефтегазоносной области (рис. 1.2.3). Месторождение многопластовое, в разрезе нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста (пласты $БС_{11}^{1}$, $БС_{16}^{0}$, $БС_{16}$, $БС_{17}^{0}$, $БС_{18}$, $БС_{19}$, $БС_{20}$, $БС_{21}$) и средне-верхнеюрских отложениях васюганской (пласты $ЮС_{1}^{1}$, $ЮС_{1}^{2}$) и тюменской свит (пласты $ЮС_{2}^{1}$, $ЮС_{2}^{2}$).

Всего на Русскинском месторождении в 12 пластах выявлено 50 залежей нефти.

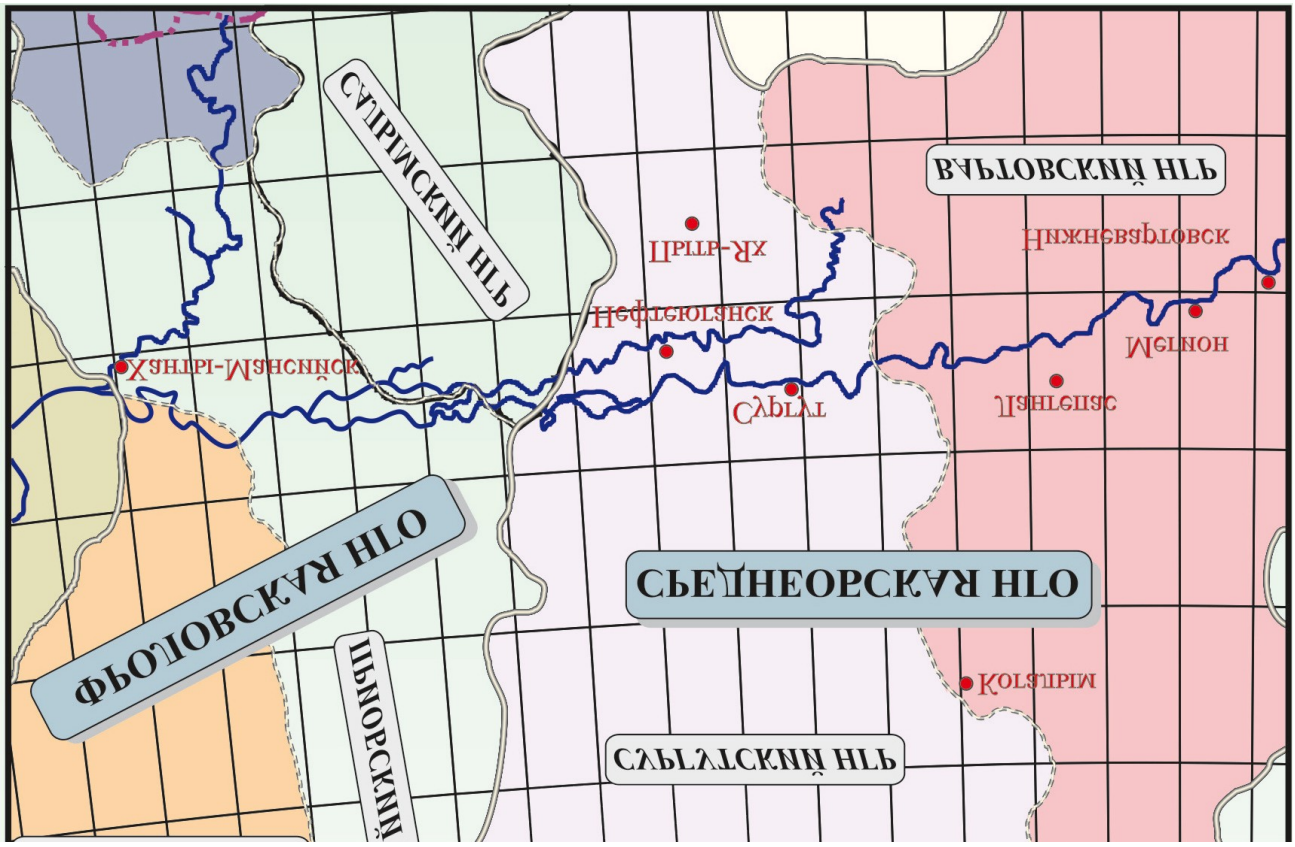


Рис. 1.2.3. Схемы нефте-геологического районирования территории ХМАО (Физико-химическая характеристика нефти и газа в пластовых и стандартных условия

Физические свойства пластовых нефтей залежей БС11/1, ЮС1 и ЮС2 исследованы методами ступенчатой и стандартной сепарации. Результаты экспериментальных исследований позволяют определить основные характеристики пластового флюида и закономерности их изменения в пределах объектов подсчёта запасов. При расчёте средних значений параметров по скважине и пластам данные по некачественным пробам не учитывались. При определении подсчётных параметров – плотности сепарированной нефти, объёмного коэффициента и газосодержания, по пластам ЮС1 и ЮС2 учтены результаты исследования проб нефти, выполненные методом ступенчатого разгазирования и до 1993 г.

Таблица 2. Свойства пластовой нефти

Наименование	Пласт		
	БС11/1	ЮС1	ЮС2
Пластовое давление, МПа	24.0	28.3	29.0
Пластовая температура, °С	74	87	88
Давление насыщения, МПа	11.0	12.0	9.3
Газосодержание ($Г_{ст}$), $м^3/т$	62	104	40

Газосодержание при условии сепарации, $м^3/т$	54	95	29
Объёмный коэффициент	1.157	1.296	1.108
Плотность нефти, $кг/м^3$	799	745	824
Объёмный коэффициент при условии сепарации	1.126	1.264	1.084
Вязкость нефти, мПа*с	2.12	1.11	3.78
Коэффициент объёмной упругости, 1/ $МПа\times10^{-4}$	11.5	14.7	9.4
Плотность сепарированной нефти при условии сепарации, $кг/м^3$	862	835	878

По данным исследований установлено, что в пластовых условиях нефти продуктивных пластов недонасыщены газом, давление насыщения в 2,2-3,1 раза ниже пластового и изменяется в диапазоне 9,3-12,0 МПа при пластовом давлении 24,0-29,0 МПа.

Нефть пласта БС11/1 относительно лёгкая (плотность в пластовых условиях 799 $кг/м^3$), средней вязкости. Содержание газа в ней при ступенчатой сепарации изменяется от 44 до 63 $м^3/т$ и составляет в среднем 54 $м^3/т$ при плотности сепарированной нефти 862 $кг/м^3$ и объёмном коэффициенте 1,126. По поверхностным пробам нефть имеет вязкость 19,8 мПа*с, классифицируется как сравнительно лёгкая (870 $кг/м^3$), смолистая (9,7 %), парафинистая (2,9 %), сернистая (1,4 %), с выходом фракций до 300 ^oC – около 41 %.

Свойства нефти ачимовских залежей (пласты БС19-20), как уже было отмечено, изучены только по поверхностным пробам из 6 скважин. Согласно полученным данным плотность нефти колеблется в диапазоне 864-900 $кг/м^3$ (среднее значение 885 $кг/м^3$), вязкость - от 20,1 до 78,8 мПа*с (среднее значение 42,1 мПа*с). В нефти содержится 5,7 % смол, 2,9 % парафина, 1,6 % серы. Выход светлых фракций до 300 ^oC – 32 %.

Нефть пласта ЮС1 по сравнению с другими пластами характеризуется повышенным газосодержанием – до 126 $м^3/т$ при ступенчатой сепарации (среднее значение 88 $м^3/т$). Максимальных величин, при пониженной плотности нефти, газосодержание достигает в пределах локальных купольных поднятий. Плотность сепарированной нефти в среднем равна 835 $кг/м^3$, объёмный коэффициент – 1,264. Товарная нефть характеризуется как сравнительно лёгкая (855 $кг/м^3$), маловязкая (16,6 мПа*с), малосмолистая (5,9 %), парафинистая (2,6 %), сернистая (1,0%), с выходом фракций до 300 ^oC – свыше 46 %.

По сравнению с вышележащими пластами нефть пласта ЮС2 значительно тяжелее – её плотность после ступенчатой сепарации – 878 кг/м^3, а газосодержание не превышает 33 м^3/т, объёмный коэффициент – 1,089. По поверхностным пробам нефть характеризуется как тяжёлая (888 кг/м^3), вязкая (50,5 мПа*с), смолистая (8,7 %), парафинистая (2,9 %), сернистая (1,7 %), с выходом фракций до 300 ^{o}C - не более 32 %.

Нефть пласта ЮС1 наиболее лёгкая, её молярная масса 120 г/моль, молярная доля метана составляет 27,2 %, суммарное содержание углеводородов (УВ) C_2H_5–C_5H_{12} – 22,6 %, тогда как молярная масса нефти пласта БС11/1 равна 153 г/моль, а пласта ЮС2 -192 г/моль. Молярная доля метана в нефти пластов БС11/1 и ЮС2 составляет, соответственно, 29,1 и 20,9 %, УВ C_2H_5 – C_5H_{12} – 11,3 и 9,8 %,. Для нефтей всех продуктивных пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество легких УВ CH_4–C_5H_{12}, растворимых в нефтях, изменяется от 16,7 % в пласте ЮС1 до 11,8 и 8,4% в пластах БС11/1 и ЮС2.

Нефтяной газ ступенчатого разгазирования значительно жирнее в пласте ЮС1: молярная доля метана в нём – 70,4 %, количество УВ C_2H_5–C_5H_{12} – 26,3 %. В газе пластов БС11/1 и ЮС2 молярная доля метана возрастает до 86-87 %, а количество УВ C_2H_5–C_5H_{12} снижается до 10,8 %.

Содержание не углеводородных компонентов в газе незначительное и в сумме не превышает 2,6 %. Сероводород отсутствует. Молярная концентрация гелия в растворён-ном нефтяном газе относительно низкая (0.002-0.006 %), что характерно для района в целом.

Вывод к 1 главе

Проанализировав и изучив географическое положение Русскинского месторождения его геолого-физические характеристики текущее состояние разработки месторождения, можем сделать следующие выводы:

2. Месторождение введено в разработку в 1987 году. Максимальные уровни добычи нефти достигались дважды: в 1992 году в объеме 1760 тыс.т, в 2011 году – 226.1 тыс.т.

3. Эксплуатационное бурение месторождения осуществляется в два этапа: в период 1987-1999 годов на месторождении бурились эксплуатационные объекты $БС_{11}^{1}$ и $ЮС_{1}$, с 2005 года начато активное разбуривание объекта $ЮС_{2}$.

4. Утвержденный проектный фонд составляет всего 2455 скважин. По состоянию на 01.01.2012 на месторождении пробурено 1337 скважин, основной проектный фонд реализован на 57 %.

5. В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 802 скважины, средний дебит по нефти составил 9.7 т/сут, средняя обводненность продукции – 80.7 %. С обводненностью выше 95 % эксплуатируется 143 скважины (17.8 % фонда). В 2011 году добыча нефти из высокообводненного фонда составила 107 тыс.т (4.8 % в общем объеме добычи). С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 266 скважин (33.2 % от общего фонда). В 2011 году из низкодебитного фонда добыто 202.3 тыс.т нефти (9.1 % в общем объеме добычи).

6. С начала разработки в эксплуатации на нефть перебывало 1084 скважины. Накопленная добыча нефти на одну скважину составляет 23.1 тыс.т при среднем отработанном времени 6.3 лет.

7. Применение скважин с боковыми стволами на месторождении начато в 1998 году. В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 130 скважин с боковыми стволами (16.2 % фонда), которые обеспечили 500.2 тыс.т нефти (22.5 % в общем объеме добычи).

8. В соответствии с действующим проектным документом выделено четыре эксплуатационных объекта: $БС_{11}^{1}$, $БС_{16}^{0}$-$БС_{21}$, $ЮС_{1}$, $ЮС_{2}$. По состоянию на 01.01.2012 в разработке находятся три эксплуатационных объекта: $БС_{11}^{1}$, $ЮС_{1}$, $ЮС_{2}$. Согласно проектным решениям объект $БС_{16}^{0}$-$БС_{21}$ вводится в разработку в 2015 году.

9. По состоянию на 01.01.2012 накопленная добыча нефти составляет 25063 тыс.т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 34.1 %, текущий КИН – 0.091, при утвержденном – 0.267.

10. На протяжении всего периода эксплуатации месторождения основной объем добытой нефти обеспечивали объекты $ЮС_1$ – 12765 тыс.т (50.9 % в общем объеме накопленной добычи) и $БС_{11}^1$ – 6507.4 тыс.т (26.0 % в общем объеме добычи).

11. В 2011 году добыча нефти на месторождении обеспечивалась объектом $ЮС_2$ – 1798.7 тыс.т (80.8 % в общем объеме добычи). К этому объекту приурочен и основной объем текущих извлекаемых запасов нефти – 38649 тыс.т (79.9 %). Доля ТИЗ объектов $БС_{11}^1$ и $ЮС_1$ невелика – 2.5 % и 15.6 % соответственно. Таким образом, ближайшая перспектива дальнейшей разработки месторождения будет определяться объектом $ЮС_2$.

2. Сведения о разработке месторождения

2.1. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

2.1.1. Фактические показатели разработки

На Русскинском месторождении динамика добычи нефти согласуется с темпами его разбуривания (рис. 2.1.1).

Эксплуатационное бурение месторождения осуществляется в два этапа.

В период 1987-1999 годов на месторождении в основном бурились эксплуатационные объекты $БС_{11}^{1}$ и $ЮС_1$ с суммарным максимальным объемом 290 тыс.м в 1992 году. В этом же году отмечается первый максимум добычи нефти – 1760 тыс.т.

В последующие годы объемы добычи нефти снижаются, достигая своего минимума – 578.4 тыс.т в 2002 году. В период 1999-2002 годов буровые работы на месторождении не ведутся.

С 2005 года начато активное разбуриванием объекта $ЮС_2$. В 2011 году объем бурения объекта возрастает до 775 тыс.м, добыча нефти увеличивается до 2226.1 тыс.т.

За весь период эксплуатации на месторождении отмечаются два периода стабилизации добычи жидкости: в 1992-1998 годах на уровне 2.8 млн.т, в 2002-2005 годах на уровне 5.0-5.5 млн.т. С 2008 года начато наращивание отборов жидкости до 11.5 млн.т в 2011 году.

Безводный период эксплуатации на месторождении отсутствует: за первые восемь лет разработки (1987-1994 годы) она достигла 50 %, к 2002 году – 88.5 %. В последующие четыре года обводненность снизилась до 81 – 83 % и застабилизировалась на этом уровне. В 2011 году обводненность продукции скважин составила 80.7 % (рис. 4.2.2).

Закачка воды на месторождении начата в 1988 году. Максимальный объем – 13.2 млн.$м^3$ отмечается в 2011 году (рис. 4.2.3). Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 108.6 %, накопленная – 115.4 %.

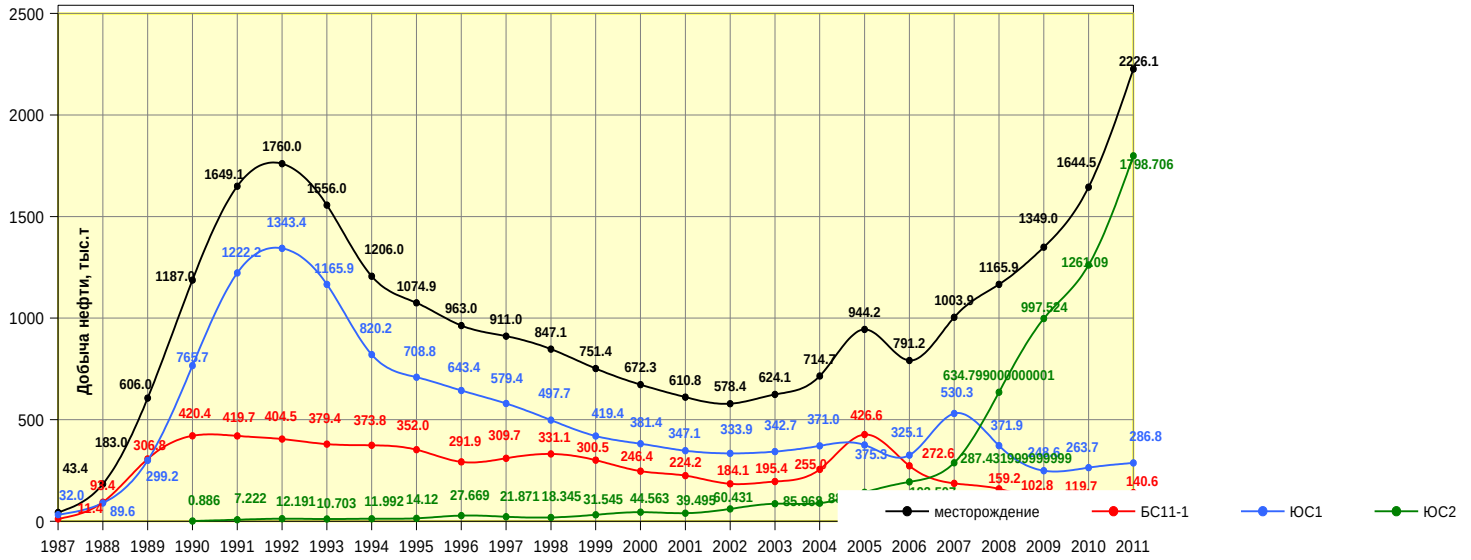
В соответствии с действующим проектным документом на Русскинском месторождении выделено четыре эксплуатационных объекта: $БС_{11}^{1}$, $БС_{16}^{0}$-$БС_{21}$, $ЮС_1$, $ЮС_2$.

По состоянию на 01.01.2012 в разработке находятся три эксплуатационных объекта: $БС_{11}^{1}$, $ЮС_1$, $ЮС_2$. В соответствии с проектным документом объект $БС_{16}^{0}$-$БС_{21}$ вводится в разработку в 2015 году.

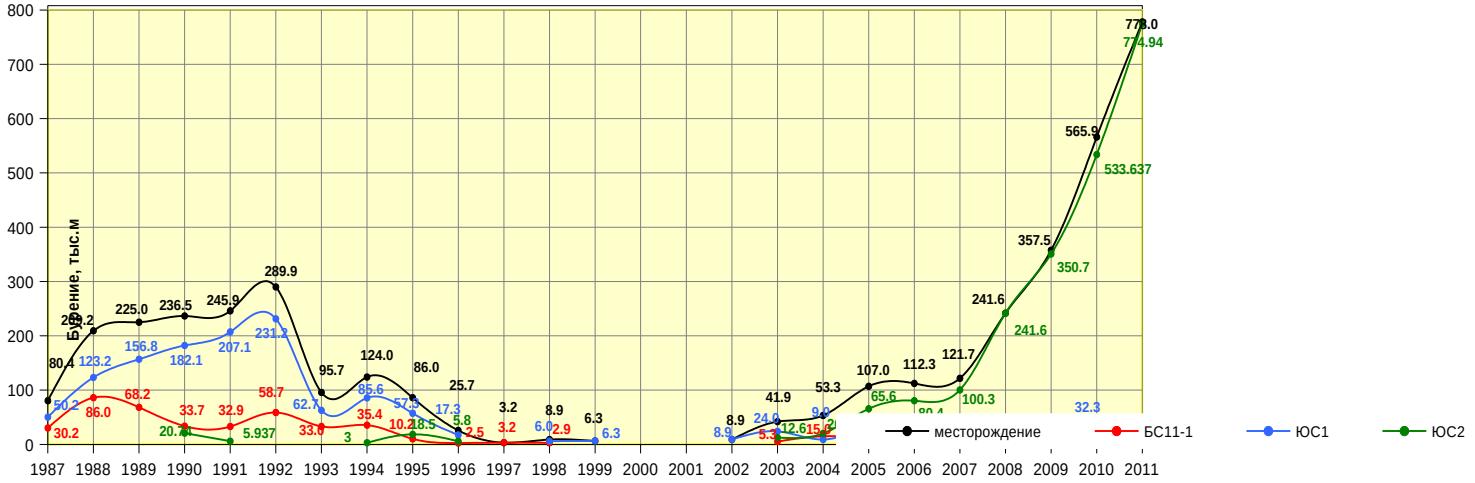
На протяжении всего периода эксплуатации месторождения основной объем добытой нефти обеспечивали объекты $ЮС_1$ – 12765 тыс.т (50.9 % в общем объеме накопленной добычи) и $БС_{11}^1$ – 6507.4 тыс.т (26.0 % в общем объеме добычи).

В 2011 году добыча нефти на месторождении обеспечивалась объектом $ЮС_2$ – 1798.7 тыс.т (80.8 % в общем объеме добычи).

К этому объекту приурочен и основной объем текущих извлекаемых запасов нефти – 38649 тыс.т (79.9 %). Доля ТИЗ объектов $БС_{11}^1$ и $ЮС_1$ невелика – 2.5 % и 15.6 % соответственно. Таким образом, ближайшая перспектива дальнейшей разработки месторождения будет определяться объектом $ЮС_2$.


Добыча нефти, тыс.т
2500
2000
1500
1000
500
0
1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011
месторождение
БС11-1
ЮС1
ЮС2

а)


Добыча, тыс.м
800
700
600
500
400
300
200
100
0
1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011
месторождение
БС11-1
ЮС1
ЮС2

б)

Рис. 2.1.1. Динамика добычи нефти (а) и объемов эксплуатационного бурения (б). Русскинское месторождение

2.1.2. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом составляет всего 2455 скважин, в том числе: добывающих – 1539, из них горизонтальных – 65, нагнетательных – 757, контрольных – 9, водозаборных – 30, резервных – 120. Утвержденный фонд скважин для бурения составляет всего 1640, в том числе: добывающих – 1021 (из них горизонтальных 46), нагнетательных – 491, контрольных – 2, водозаборных – 6, резервных - 120. По состоянию на 01.01.2012 на месторождении пробурено 1337 скважин, основной проектный фонд реализован на 57 %.

По состоянию на 01.01.2012 на месторождении числится 1337 скважин, в том числе: добывающих – 804, нагнетательных – 395, наблюдательных – 7, пьезометрических – 107, водозаборных – 24.

Из 804 добывающих скважин в действующем фонде числится 679, в бездействующим – 25 (3.5 % фонда), в освоении после бурения 4, в фонде консервации – 15, ликвидирована – 81.

Из 395 нагнетательных скважин под закачкой находятся 294, в бездействующем фонде – 14 (1.2 % фонда), в освоении после бурения – 4, в фонде консервации – 6, ликвидировано – 8, в отработке на нефть – 69.

Среднегодовой коэффициент использования фонда скважин составляет: добывающих – 0.923, нагнетательных – 0.923, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0.981, нагнетательных – 0.962.

Из 107 пьезометрических скважин 83 представляют опорную сеть для замеров давления.

По состоянию на 01.01.2012 неработающий фонд добывающих скважин составляет 19 единиц. Программа работ по вводу неработающих скважин в эксплуатацию приведена в таблице 4.2.4.

В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 802 скважины, средний дебит по нефти составил 9.7 т/сут, средняя обводненность продукции – 80.7 %.

С обводненностью до 10 % эксплуатируется восемь скважин (1 % фонда), до 50 % – 378 (47 % от общего фонда). В 2011 году эти скважины обеспечили 1461 тыс.т нефти (66 % в общем объеме добычи). С обводненностью выше 95 % эксплуатируется 143 скважины (17.8 % фонда). В 2011 году добыча нефти из высокообводненного фонда составила 107 тыс.т (4.8 % в общем объеме добычи).

С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 266 скважин (33.2 % от общего фонда). В 2011 году из низкодебитного фонда добыто 202.3 тыс.т нефти (9.1 % в общем объеме добычи).

С начала разработки в эксплуатации на нефть перебывало 1084 скважины. Накопленная добыча нефти на одну скважину составляет 23.1 тыс.т при среднем отработанном времени 6.3 лет. Менее 10 тыс.т на одну скважину отобрали 199 скважин (18 % перебывавшего в эксплуатации фонда) со средним отработанным временем 2.7 года. Скважины отработавшие более 14 лет отобрали более 50 тыс.т на одну скважину, в том числе 39 скважин (3.6 % фонда) отобрали более 100 тыс.т на одну скважину (рис. 4.2.5).

Применение скважин с боковыми стволами на месторождении начато в 1998 году. В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 130 скважин с боковыми стволами (16.2 % фонда), которые обеспечили 500.2 тыс.т нефти (22.5 % в общем объеме добычи) (рис. 4.2.6).

Основная доля фонда скважин с боковыми стволами эксплуатируется с обводненностью до 80 % (82 скважины, 63 % фонда) и дебитом нефти 10-30 т/сут (68 скважин, 52 % фонда). С обводненностью более 95 % эксплуатируется 20 скважин с боковыми стволами (15 % фонда). В 2011 году добыча нефти из этого фонда составила 24.7 тыс.т (4.9 % в общем объеме). С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 36 скважин с боковыми стволами (28 % фонда). В 2011 году добыча нефти из низкодебитного фонда составила 31.7 тыс.т (6 % от общего объема добычи из скважин с боковыми стволами.

С начала применения технологии зарезок боковых стволов при КРС в эксплуатации на нефть перебывало 143 скважины с боковыми стволами. Накопленная добыча нефти на одну скважину с боковыми стволом составила 14.1 тыс.т при среднем отработанном времени 3.3 года (рис. 4.2.7).

2.1.3. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В период 2009-2011 годов в целом по месторождению отклонения фактических объемов добычи нефти от проектных уровней не превышают допустимые (20 %):

- в 2009 году: факт – 1349.0 тыс.т, проект – 1401.4 тыс.т;
- в 2010 году: факт – 1644.5 тыс.т, проект – 1663.0 тыс.т;
- в 2011 году: факт – 2226.1 тыс.т, проект – 2026.2 тыс.т.

Уровни добычи жидкости составляют:

- в 2009 году: факт – 7456.7 тыс.т, проект – 7019.6 тыс.т;
- в 2010 году: факт – 8877.7 тыс.т, проект – 7793.7 тыс.т;
- в 2011 году: факт – 11526.0 тыс.т, проект – 8842.3 тыс.т.

Средний дебит нефти действующей скважины:

- в 2009 году: факт – 9.9 т/сут, проект – 10.9 т/сут;
- в 2010 году: факт – 9.7 т/сут, проект – 10.4 т/сут;
- в 2011 году: факт – 9.7 т/сут, проект – 10.4 т/сут.

Обводненность продукции скважин:

- в 2009 году: факт – 81.9 %, проект – 80.0 %;
- в 2010 году: факт – 81.5 %, проект – 78.7 %;
- в 2011 году: факт – 80.7 %, проект – 77.1 %.

Более высокие отбора жидкости и закачки воды обусловлены интенсивными темпами освоения объекта $ЮС_2$.

Детальные причины расхождения фактических и проектных показателей разработки будут приведены ниже по эксплуатационным объектам.

В целом по месторождению по состоянию на 01.01.2012 накопленная добыча нефти составляет 25063 тыс.т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов – 34.1 %, текущий КИН – 0.091, при утвержденном – 0.267.

2.2. Текущее состояние разработки объекта ЮС1.

Основные проектные решения и технологические показатели разработки

Объект $ЮС_1$ введен в разработку в 1987 году на основании «Проекта пробной эксплуатации месторождения». В настоящее время разрабатывается с применением следующих систем разработки: размещение скважин по треугольной сетке 500х500 м с базовой плотностью 21.7 га/скв, трёхрядная система в сочетании с приконтурным и очаговым заводнением (залежь 1); размещение скважин по треугольной сетке 600х600 м с горизонтальными добывающими скважинами в стягивающем ряду (длина ГУ 300 м) и ГРП в добывающих скважинах первого ряда, плотность сетки 24 га/скв, трёхрядная система разработки (залежи 2, 3, 15, 17, 18, 19); избирательная система размещения скважин с приконтурным и очаговым заводнением, добывающие скважины горизонтальные (длина ГУ 300 м) и наклонно-направленные с ГРП (залежи 14, 16); избирательное размещение скважин с эксплуатацией на естественном режиме (залежи 4, 6, 7, 8, 9, 11); избирательное размещение скважин с приконтурным заводнением (залежь 5); размещение скважин по треугольной сетке 500х500 м с базовой плотностью 21.7 га/скв, приконтурное, законтурное и очаговое заводнение (залежь 10); пятиточечная система, добывающие скважины горизонтальные (длина ГУ 300 м), сетка скважин 500х500 м (залежи 12, 12а); треугольная сетка скважин 600х600 м с приконтурным и очаговым заводнением (залежь 13). Уплотнение сетки скважин залежей боковыми стволами при КРС и возвратным фондом.

Эксплуатационное разбуривание объекта осуществлялось в четыре этапа: в 1987-1996 годы и 1998-1999 годах разбуривалась залежь 1, в 2002-2007 – залежи 10, 12, 13, в 2009-2011 годах – залежь 4 (рис. 4.3.2.1, 4.3.2.2).

Максимальный объем эксплуатационного бурения – 231 тыс.м отмечается в 1992 году. В этом же году был достигнут максимальный уровень добычи нефти – 1343.4 тыс.т

В период 1987-1992 годов добыча жидкости на объекте интенсивно возрастает до 2 млн.т. В последующие годы (1994-1998 годы) добыча жидкости стабилизируется на уровне 1.8 млн.т. С 2000 года повторно начато наращивание отборов жидкости до 3 млн.т к 2003 году с последующей стабилизацией на этом уровне до 2009 года. Последние два года (2010-2011 годы) отмечается интенсивное наращивание отборов жидкости

Безводный период эксплуатации на объекте составляет три года (1987-1989 годы). Последние три года обводненность продукции скважин составляет ~ 91-93 % .

Закачка воды на объекте начата на второй год его в эксплуатации (1988 год). Максимальные объемы закачки воды ~ 3.8 млн.$м^3$ достигались дважды: в 1993 и 2005 годах.

В 2011 году объем добычи нефти составил 286.8 тыс.т, добычи жидкости – 4170.4 тыс.т, закачки воды – 4118.5 тыс.м^3, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды – 95.4 %, накопленная – 118.2 %.

В эксплуатации находятся восемь залежей нефти. Залежь 5 временно законсервирована. В 2011 году основной объем добычи нефти обеспечивали залежи 1 и 4 (198.9 тыс.т или 69.4 %).

2.2.1. Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

Утвержденный проектный фонд скважин составляет, всего – 478, в том числе: добывающих – 328, из них горизонтальных – 35, нагнетательных – 143, наблюдательных – семь. Проектный фонд возвратных скважин всего – пять, в том числе: добывающих – четыре, нагнетательных – одна. Утвержденный фонд скважин с боковыми стволами – 29, в том числе: для зарезки при КРС – 15. По состоянию на 01.10.2012 проектный фонд скважин на объекте реализован на 77 %.

По состоянию на 01.01.2012 на объекте числится 334 скважины, из них три совместных с объектом $ЮС_2$, в том числе: добывающих – 184 (совместная одна), нагнетательных – 81 (совместных две), пьезометрических – 62,. наблюдательных – семь.

Из 184 добывающих скважин действующих – 115, бездействующих – 10 (8% фонда), в освоении после бурения – три, в консервации – три, ликвидированных и в ожидании ликвидации – 53.

Из 53 ликвидированных скважин 13 (25 %) выполнили свое проектное назначение, 36 – по техническим причинам, четыре разведочных скважин в связи с отсутствием обустройства. В целом на одну ликвидированную скважину приходится 20 тыс.т нефти.

Из 81 нагнетательной скважины под закачкой находится – 68, бездействующих – шесть (9 % фонда), в консервации – одна, в отработке на нефть – одна, ликвидировано – пять.

Из 62 пьезометрических скважин 52 составляют опорную сеть для замеров пластового давления.

В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 126 скважин, средний дебит нефти составил 6.9 т/сут при обводненности продукции – 93.1 %.

С обводненностью до 50 % работает 16 скважин (12.7 % фонда). В 2011 году они обеспечили 144.6 тыс.т нефти (50.4 % в общем объеме добычи). С обводненностью продукции более 95 % работали 87 скважин (69 % фонда), из них 47 скважин (37 % фонда) работали с обводненностью более 98 %. В 2011 году добыча нефти из высокообводненного фонда составила 63.6 тыс.т (22.2 % в общем объеме добычи), граф. прил. 4.3, 4.4, 4.13).

С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 96 скважин (74 % от общего фонда). Добыча нефти из низкодебитного фонда составила 62.2 тыс.т (21.7 % от общего объема добычи).

Средний дебит жидкости в 2011 году составил 99.7 т/сут. С дебитом более 100 т/сут эксплуатировалось 48 скважин (38 % от общего фонда). Из этих скважин добыто 106.3 тыс.т нефти (37 % от общего отбора) и 2858.6 тыс.т жидкости (68.5 % от общего отбора).

С начала разработки в эксплуатации на нефть перебывало 347 скважин, средняя накопленная добыча нефти на одну скважину составила 36.8 тыс.т при среднем отработанном времени – 10.5 лет. Менее 10 тыс.т отобрали 93 скважины со средним отработанным временем – 2-5 лет (граф. прил. 4.3, 4.4, 4.13). Это нагнетательные скважины, отрабатываемые на нефть и скважины возвратного фонда. Более 50 тыс.т нефти отобрали 98 скважин (28 % фонда) с отработанным временем более 15 лет, в том числе 18 скважин (5 % фонда) отобрали более 100 тыс.т/скв.

В 2011 году на объекте добыто 286.8 тыс.т нефти, в том числе: из скважин, пробуренных на объект – 139.3 тыс.т (48.6 %), из скважин возвратного фонда – 2.4 тыс.т (0.8 %), из скважин с боковыми стволами – 145.0 тыс.т (50.6 %).

Добыча нефти с начала разработки составила 12764.5 тыс.т, в том числе: из скважин, пробуренных на объект – 12260.4 тыс.т (96.05 %), из скважин возвратного фонда – 5.9 тыс.т (0.05 %), из скважин с боковыми стволами – 498.2 тыс.т (3.9 %).

Скважины, пробуренные на объект в среднем отобрали по 36.8 тыс.т/скв. при среднем отработанном времени 10.6 лет. По состоянию на 01.01.2012 в эксплуатации находится 101 скважина этого фонда. Накопленная добыча нефти на одну работающую скважину составляет 60.2 тыс.т при среднем отработанном времени 14.5 лет. В 2011 году эти скважины работали со средним дебитом нефти 4 т/сут при обводненности продукции 95.7 %.

По состоянию на 01.01.2012 на объекте эксплуатируется 11 горизонтальных скважин. В 2011 году они обеспечили 56.2 тыс.т нефти или 19.6 % в общем объеме и работали со средним дебитом нефти 14.4 т/сут при обводненности продукции 82.8 %. Накопленная добыча нефти на одну горизонтальную скважину составляет 59.9 тыс.т при среднем отработанном времени 3.5 года.

Применение возвратных скважин (без боковых стволов) на объекте ведется в ограниченном объеме: всего на объект было возвращено 4 скважины. В 2011 году эксплуатировалась одна со средним дебитом нефти 9.9 т/сут при обводненности продукции 24.1 %.

Применение скважин с боковыми стволами на объекте начато в 1998 году. Всего в эксплуатации перебывало 29 скважин с боковыми стволами. По состоянию на 01.01.2012 на объекте эксплуатируются 24 скважины этого фонда, в том числе: из собственного фонда – 12, из возвратного фонда – 12. Накопленная добыча нефти на одну скважину этого фонда составляет 19.1 тыс.т при среднем отработанном времени 3.1 года. В 2011 году скважины с боковыми стволами обеспечили половину добычи нефти объекта (145.0 тыс.т или 50.6 %) и работали со средним дебитом нефти 18.9 т/сут при обводненности продукции 87.1 %. В целом, технология применения скважин с боковыми стволами на объекте является приоритетным методом извлечения запасов нефти.

ГРП на объекте проводился в период 1996-1998 и 2000-2008 годов. Всего ГРП проведен в 55 скважинах (16 % перебывавшего в эксплуатации фонда). Накопленная добыча нефти на одну скважину с ГРП составляет 48.2 тыс.т при среднем отработанном времени 12.5 лет. Из 55 добывающих скважин с ГРП эксплуатируются на конец 2011 года 29 (53 % фонда). В 2011 году добыча нефти из этого фонда составила 47.7 тыс.т (16.6 % в общем объеме). Скважины работали со средним дебитом нефти 4.9 т/сут при обводненности продукции 95.2 %. Накопленная добыча нефти на одну скважину этого фонда составляет 60.7 тыс.т при среднем отработанном времени 14.1 года.

Состояние пластового давления

Закачка воды на объекте осуществляется с 1988 года. В 2011 году в объект закачано 4118.5 тыс.м^3 воды, с начала разработки – 71796 тыс.м^3 воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составляет 95.4 %, накопленная – 118.2 %.

По состоянию на 01.01.2012 с поддержанием пластового давления на объекте эксплуатируются шесть залежей (1 (основная), 4, 8, 10, 12 и 13). На основной залежи действующий фонд добывающих скважин составляет 72, под закачкой находится 54 скважины. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 1.3:1. На залежах 4, 8, 12, 13 созданы очаги заводнения. На залежи 10 – приконтурное и очаговое заводнение.

Состояние пластового давления на 01.01.2012 приведено в таблице 4.3.2.4. Для построения карты изобар в целом по объекту проведено 196 замеров, замерами охвачено 71 % фонда (граф. прил. 4.8-4.10). Текущее пластовое давление составляет 27.95 МПа при начальном – 27.8 МПа.

2.3. Характеристика фонда скважины

Анализ работы добывающего фонда скважин

Эксплуатационный фонд Русскинского месторождения по состоянию на 01.01.2012 составил 777 скважин, из них действующий фонд – 748 скважин (дающие нефть - 725, простаивающий - 23), бездействующий фонд – 25, в освоении - 4. Из 725 скважин, дающих нефть, 720 эксплуатируется насосным способом, 5 - фонтанным.

Средние значения параметров работы добывающего фонда скважин за 2011 год приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. - Параметры работы добывающего фонда скважин за 2011 год

Показатель	Единица измерения	Значение	
		проектное	фактическое
Добыча нефти	тыс.т	2026.2	2226.1
Добыча жидкости	тыс.т	8842.3	11526.0
Добывающий фонд скважин	шт.	642	777
Действующий фонд скважин	шт.	601	748
Средний дебит скважин по жидкости	т/сут	45.4	50.4
Средний дебит скважин по нефти	т/сут	10.4	9.7
Средняя весовая обводненность	%	77.1	80.7

Из таблицы 2.3 следует, что фактические отборы нефти по месторождению, а также средние дебиты скважин по жидкости и нефти соответствуют проектному уровню.

2.4. Анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН

По состоянию на 01.01.2012 в эксплуатационном фонде числилась 731 скважина, в том числе в действующем фонде 713 (дающие нефть – 694, простаивающие – 19), в бездействии - 18.

Скважины эксплуатируются насосами производительностью от 15 до 400 $м^3$/сут. Наиболее применяемые насосные установки производительностью от 15 до 50 $м^3$/сут, ими оборудовано около 80 % скважин.

Фактические средние показатели работы скважин на 01.01.2012 приведены в таблице 2.4. Из таблицы следует, что среднее забойное давление в скважинах объекта $БС_{11}^1$ составляет 16.1 МПа, средний динамический уровень 856 м. Объект разработки $БС_{11}^1$ находится на

поздней стадии разработки. На 01.01.2012 средняя обводненность продукции скважин составила 96.3 %, с обводненностью продукции выше 95 % работают 78 % скважин, в том числе 50 % скважин работают с обводненностью более 98 %. Проведенные технологические расчеты показали, что в скважинах отсутствуют значимые резервы увеличения дебитов по нефти за счет увеличения глубины спуска насосов и снижения забойного давления.

Таблица 2.4. - Показатели работы скважин, оборудованных УЭЦН, на 01.01.2012

Показатель		Объект		
		$БС_{11}^{1}$	$ЮС_1$	$ЮС_2$
Количество скважин		61	112	522
Глубина спуска насоса, м	средняя	1430	1623	2123
	максимальная	1916	2343	2377
	минимальная	707	993	1273
Динамический уровень, м	средний	856	1076	1461
	максимальный	1380	1918	2104
	минимальный	367	244	183
Забойное давление, МПа	среднее	16.1	18.6	16.1
	максимальное	21.3	12.1	26.1
	минимальное	11.1	26.5	9.8
Депрессия на пласт, МПа	средняя	7.9	9.4	12.2
	максимальная	12.9	15.9	18.5
	минимальная	2.7	2.5	2.2
Средний дебит, т/сут	жидкости	154.8	99.2	23.6
Средний дебит, т/сут	нефти	5.75	6.6	10.8
Средняя обводненность, %		96.3	93.4	54.4

Объект $ЮС_1$, эксплуатируется 112 скважинами, оборудованными УЭЦН. Основной фонд добывающих скважин высокообводнен. Согласно МЭР средняя обводненность продукции скважин, эксплуатирующих объект $ЮС_1$, составляет 93.4 %, с обводненностью продукции выше 95 % работают 66 % скважин. В скважинах объекта разработки $ЮС_1$ средняя глубина спуска насосов составляет 1623 м. При среднем динамическом уровне 1076 м на забое добывающих скважин достигнуто среднее забойное давление 18.6 МПа (средняя депрессия 9.4 МПа). На рисунке 10.1.1 приведено распределение забойных давлений по

добывающим скважинам, из которого следует, что основной фонд скважин (63.4 % фонда) работает с забойными давлениями более 18.0 МПа. Проведенный анализ режимов работы скважин показал, что, как правило, высокие забойные давления поддерживаются в скважинах, эксплуатирующихся с высокой обводненностью (более 95 %). Проведенные технологические расчеты показали, что снижение в них забойного давления до величины давления насыщения не позволит существенно увеличить дебиты скважин по нефти (менее 1-2 т/сут), но при этом значительно увеличатся отборы воды. В связи с этим на данной стадии разработки в высокообводненных скважинах не планируется значительного снижения забойного давления.

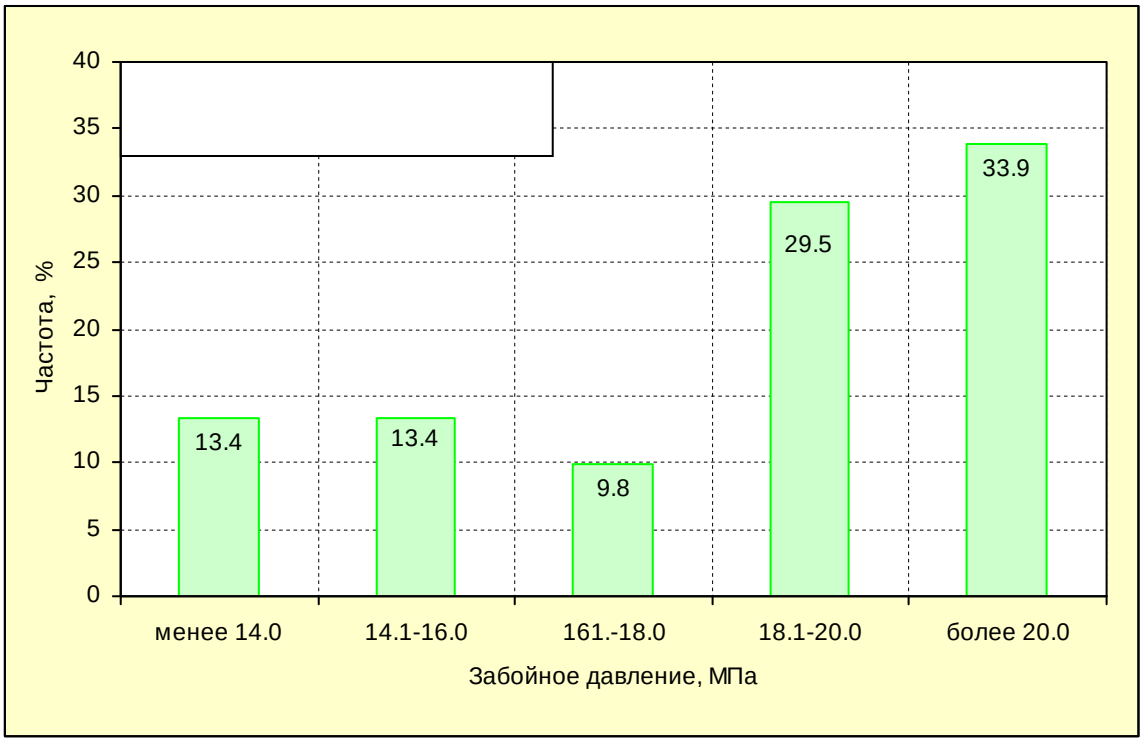


Рис.2.4. Распределение забойного давления в скважинах, оборудованных УЭЦН (объект $ЮС_1$)

2.5. Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти

Проведенный анализ показывает, что в целом применение методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов положительно повлияло на разработку объектов Русскинского месторождения. Наибольший вклад в общую дополнительную добычу по месторождению приходится на долю ГРП, то есть одного из методов, кратно

повышающего дебит жидкости и нефти. На объекте $ЮС_2$ планируется его дальнейшее массовое проведение.

Достаточно эффективным было применение на объектах мероприятий по выравниванию профиля приемистости и доотмыву остаточной нефти (МУН). На месторождении нашли применение более 15 технологий по закачке в пласт оторочек химических реагентов (вязко-эмульсионные составы, вязко-эмульсионные бесполимерные составы, вязко-эмульсионные дисперсные составы, вязко-эмульсионные полимерные составы, гелеобразующие композиции, глино-полимерные гелеобразующие составы, дисперсно-структурированные композиции, полимеры с дисперсным наполнителем, осадко-гелеобразующие составы, полимерные гелеобразующие составы, поверхностно-активные полимерные гелеобразующие составы, растворы ПАВ, структурированные составы, растворители и растворы ПАВ, оторочки СКО+раствор ПАВ и ГКО+раствор ПАВ).

Поскольку дальнейшая разработка объектов месторождения будет сопровождаться ростом обводненности продукции добывающих скважин роль методов МУН, целью которых является ограничение фильтрации в высокопроницаемых промытых водой интервалах пласта, выравнивание профиля приемистости и увеличение охвата пласта воздействием и доотмыв остаточной нефти, будет возрастать. На перспективу планируется проведение всех ранее применявшихся технологий МУН.

Считается возможным дальнейшее применение на месторождении гидродинамических методов в нагнетательных скважинах, как кратковременного повышение давления закачки, так и проведение циклического заводнения.

В перспективе планируется рассмотреть пути повышения эффективности ремонтно-изоляционных мероприятий и увеличить объемы работ по изоляции водопромытых интервалов с использованием современных технологий, основанных на применении кремнийорганических реагентов и силиката натрия (ВТС, АККОР, ГОС и т.д.).

На основе анализа для восстановления и увеличения продуктивности и приемистости скважин планируется продолжить применение соляно и глинокислотных обработок (СКО, ГКО), кислотных обработок с добавлением ПАВ (СКО+ПАВ, ГКО+ПАВ), спиртоглинокислотных+ПАВ ОПЗ (СГКО+ПАВ), щелочных солянокислотных ОПЗ (ЩСКО), ОПЗ кислотными составами (КС-1, КС-2, КС-3), растворителей в комплексе с кислотными ОПЗ, растворителей+ПАВ, растворов ПАВ, комбинированного физико-химического и

депрессионного воздействия, перфорационных мероприятий, в том числе совместно с ОПЗ химическими реагентами.

Объект $БС_{16}^{0}$-$БС_{21}$ в разработку не введен. В связи с этим проведен анализ эффективности применения технологий по повышению нефтеотдачи и интенсификации притока на пластах ачимовской толщи месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Анализ применения ГТМ проведен за период 2002-2009 годы по 6 месторождениям: Быстринскому, Федоровскому, Верхнее-Надымскому, Конитлорскому, Солкинскому, Тончинскому.

С целью восстановления и увеличения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих и нагнетательных скважин проводились обработки химическими реагентами, физическими (вибровоздействие, гидровоздействие, термо-газо-химическое воздействие), депрессионными (МГД, МПД, циклические депрессии) и перфорационными (повторная перфорация, гидропескоструйная и щелевая перфорация, дострел продуктивных интервалов, перфорация на кислоте) методами.

При воздействии на ПЗП добывающих скважин физико-химическими методами наибольшее применение нашли солянокислотные ОПЗ (29.9 % от общего объема проведенных мероприятий) со средней удельной эффективностью 735.6 т/скв.-опер., глинокислотные ОПЗ (27 %) со средней удельной эффективностью 694.9 т/скв.-опер., ОПЗ растворителями (8.6 %) со средней удельной эффективностью 94.9 т/скв.-опер., ТГХВ (7.6 %) со средней удельной эффективностью 455.3 т/скв.-опер. На долю других физико-химических ОПЗ приходится от 0.4 % до 5 %. Средняя удельная эффективность воздействий изменяется от 10.5 т/скв.-опер. (вибровоздействие) до 1399 т/скв.-опер. (комбинированное физико-химическое + депрессионное воздействие).

Перфорационные мероприятия характеризуются средней удельной эффективностью от 66.4 т/скв.-опер. (щелевая перфорация) до 2.3 тыс.т/скв.-опер. (дострел продуктивных интервалов).

При воздействии на ПЗП нагнетательных скважин физико-химическими методами наибольшее применение нашли глинокислотные ОПЗ (27.4 % от общего объема проведенных мероприятий) со средней удельной эффективностью 975 т/скв.-опер., ОПЗ СКО (ГКО) с ПАВ (16.6 %) со средней удельной эффективностью 656.8 т/скв.-опер., солянокислотные ОПЗ (12.8 %) со средней удельной эффективностью 812.8 т/скв.-опер., ОПЗ кислотной композицией СНПХ (7.2 %) со средней удельной эффективностью 1097.3 т/скв.-опер., щелочно-кислотное

воздействие (7.2 %) со средней удельной эффективностью 1155.1 т/скв.-опер. На долю других физико-химических ОПЗ приходится от 0.1 % до 5.6 %. Средняя удельная эффективность воздействий изменяется от 106.4 т/скв.-опер. (гидрофобизирующий состав) до 1584 т/скв.-опер. (ОПЗ растворителями+ПАВ)

Перфорационные мероприятия характеризуются средней удельной эффективностью от 17.4 т/скв.-опер. (ГПП) до 1.2 тыс.т/скв.-опер. (дострел)

В добывающих и нагнетательных скважинах проводились изоляционные мероприятия (РИР газа, изоляция заколонных перетоков, селективная изоляция).

Средняя удельная эффективность РИР в добывающих скважинах изменяется от 90.8 т/скв.-опер. (селективная изоляция) до 1.03 тыс.т/скв.-опер. (РИР газа).

Средняя удельная эффективность РИР в нагнетательных скважинах изменяется от 59.8 т/скв.-опер. (изоляция заколонных перетоков) до 457.3 т/скв. - опер. (РИР негерметичности эксплуатационной колонны).

Для воздействия на удаленную зону пласта за анализируемый период опробовано 18 потокоотклоняющих и нефтеотмывающих технологий.

Наибольшее применение на пластах ачимовской толщи нашли закачки оторочек полимерных гелеобразующих составов ПГС (22.1 % от общего объема проведенных мероприятий) со средней удельной эффективностью 1425 т/скв. - опер., растворов ПАВ (15.1 %) со средней удельной эффективностью 1041.2 т/скв.-опер., вязко-эмульсионных составов ВЭС (10.9 %) со средней удельной эффективностью 1236.5 т/скв.-опер., вязко-эмульсионных полимерных составов ВЭПС (9.1 %) со средней удельной эффективностью 1303.9 т/скв.-опер. На долю других технологий МУН приходится от 0.2 % до 8.4 %. Средняя текущая удельная эффективность воздействий изменяется от 178.6 т/скв.-опер. (закачка ВЭС с КНС) до 1813.1 т/скв.-опер. (глиносодержащий полимерный гелеобразующий состав ГПГС

Вывод ко 2 главе

1. Объект введен в разработку в 1987 году. Эксплуатационное разбуривание осуществлялось в четыре этапа: в 1987-1996, 1998-1999, 2002-2007, 2009-2011 годах.

2. Максимальный уровень добычи нефти в объеме 1343 тыс.т был достигнут в 1992 при максимальных объемах бурения 231 тыс.м.

3. Безводный период эксплуатации на объекте составляет три года (1987-1989 гг.). Последние три года обводненность продукции скважин составляет ~ 91-93 %.

4. Закачка воды на объекте начата в 1988 году Максимальные объемы закачки воды ~ 3.8 млн.м^3 достигались дважды: в 1993 и 2005 годах.

5. В 2011 году объем добычи нефти составил 286.8 тыс.т, добычи жидкости – 4170.4 тыс.т, закачки воды – 4118.5 тыс.м^3, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды – 95.4 %, накопленная – 118.2 %.

6. В эксплуатации находятся восемь залежей нефти. Залежь 5 временно законсервирована. В 2011 году основной объем добычи нефти обеспечивали залежи 1 и 12 (198.9 тыс.т или 69.4%).

7. В 2011 году в эксплуатации на нефть перебывало 126 скважин, средний дебит нефти составил 6.9 т/сут при обводненности продукции – 93.1 %.

8. С начала разработки в эксплуатации на нефть перебывало 347 скважин, средняя накопленная добыча нефти на одну скважину составила 36.8 тыс.т при среднем отработанном времени – 10.5 лет.

9. В 2011 году на объекте добыто 286.8 тыс.т нефти, в том числе: из скважин, пробуренных на объект – 139.3 тыс.т (48.6 %), из скважин возвратного фонда – 2.4 тыс.т (0.9 %) из скважин с боковыми стволами – 145.0 тыс.т (50.5 %).

10. Скважины, пробуренные на объект в среднем отобрали по 36.8 тыс.т/скв при среднем отработанном времени 10.8 лет. В 2011 году скважины этого фонда работали со средним дебитом нефти 41 т/сут при обводненности продукции 95.7 %.

11. По состоянию на 01.01.2012 на объекте эксплуатируется 11 горизонтальных скважин. Накопленная добыча нефти на одну горизонтальную скважину составляет 59.9 тыс.т при среднем отработанном времени 3.5 года. Применение горизонтальных скважин на объекте является перспективным и будет продолжено на неразбуренных залежах.

12. Применение скважин с боковыми стволами на объекте начато в 1998 году. Всего в эксплуатации перебывало 29 скважин с боковыми стволами. Накопленная добыча нефти на одну скважину этого фонда составляет 19.1 тыс.т при среднем отработанном времени 3.1 года. В 2011 году скважины с боковыми стволами обеспечили половину добычи нефти объекта (145.05 тыс.т или 50.6 %) и работали со средним дебитом нефти 18.8 т/сут при обводненности продукции 87.2 %. В целом, технология применения скважин с боковыми стволами на объекте является приоритетным методом извлечения запасов нефти.

13. ГРП на объекте проводился в период 1996-1998 и 2000-2008 годов. Всего ГРП проведен в 55 скважинах (16 % перебывавшего в эксплуатации фонда). Накопленная добыча нефти на одну скважину с ГРП составляет 48.2 тыс.т при среднем отработанном времени 12.5 лет.

14. По состоянию на 01.01.2012 в эксплуатации находится восемь залежей нефти, залежь 5 временно законсервирована. Не велась разработка еще на семи залежах нефти (2, 3, 9, 16-19). К этим залежам приурочено 5040 тыс.т нефти или 24.8 % начальных и 66.9 % текущих извлекаемых запасов нефти. Основной объем начальных 12418 тыс.т (или 61.2 %) и 1302.6 тыс.т (или 17.3 %) текущих извлекаемых запасов нефти объекта приурочен к залежи 1 (основной).

15. В целом по объекту показатели выработки запасов нефти соответствуют геологическому строению и стадии разработки объекта: – накопленная добыча нефти – 12764.5 тыс.т; отбор от НИЗ – 62.9 % при обводненности продукции 93.1 %; – текущий КИН – 0.259 при утвержденном – 0.412; накопленный водонефтяной фактор – 3.2 т/т; степень прокачки – 0.9.

3. Технологическая часть

3.1. Актуальность проведения РИР

Одной из актуальных проблем дальнейшей эффективной разработки истощенных нефтяных залежей (ИНЗ) является повышение их конечной нефтеотдачи. Дальнейшая эксплуатация месторождений с применением заводнения становится нерентабельной. При этом в среднем на данных объектах не менее 50% запасов останутся неизвлеченными.

Многими исследователями изучены и установлены основные причины обводнения скважин:

1. прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым и недонасыщенным прослоям;
2. подтягивание конуса подошвенной воды из водонефтяных зон;
3. прорыв пластовых вод из выше- и нижележащих водоносных горизонтов по заколонному пространству;
4. негерметичность э/колонн в различных водонасыщенных интервалах.

Для решения описанных задач в настоящее время известен наиболее эффективный метод – ремонтно-изоляционные работы.

Данные работы выполняются в соответствии с характером и источником обводнения с привлечением служб капитального ремонта скважин и мероприятиями по увеличению продуктивности скважин.

В результате исследований было разработано несколько методов, эффективно воздействующих на нефтяной пласт и увеличивающих нефтеотдачи ИНЗ. Основой для них послужили цемент, как базис всего процесса и химические реагенты, позволяющие создавать в пластовых условиях нерастворимый осадок, формирующийся в присутствии минерализованной воды и блокирующий выработанные и заводненные интервалы пласта. В результате происходит перераспределение направлений фильтрационных потоков в зоны и интервалы с повышенной нефтенасыщенностью, которые ранее слабо участвовали или не были вовлечены в разработку.

На протяжении многих лет научно-производственными центрами проводятся широкомасштабные работы по испытанию, отработке и внедрению новых технологий в области ведения ремонтно-изоляционных работ. Научные разработки НПЦ успешно используются на месторождениях Восточной и Западной Сибири. В УПНП и ТКРС

параллельно активно ведутся работы по совершенствованию технологии проведения ремонтно-изоляционных работ, результаты которой очевидны и будут представлены ниже.

Один из основных принципов НПЦ при проведении опытно-промышленных работ заключается в том, что промысловые работы ведутся, как правило, не в отдельных скважинах, а по участкам месторождений и целым пластам. При этом на выделенных участках подробно изучаются структура и распределение остаточных запасов нефти, динамика основных показателей разработки, уточняется геологическое строение объектов с построением схем сопоставления коллекторов и оценкой коллекторских свойств, обобщается и анализируется опыт выполненных мероприятий, направленных на увеличение полноты извлечения нефти, анализируются режимы эксплуатации скважин, работа подземного оборудования, проводится экономическая оценка рентабельности эксплуатации скважин участка, и только на основе обобщения полученной информации разрабатывается системный комплекс геолого-технических мероприятий для конкретного участка, который затем реализуется на практике.

Такой подход к разработке комплекса ГТМ, учитывающий рассмотрение системы скважин на участках залежи как единой совокупности взаимодействующих элементов, позволяет использовать его как метод управляющего воздействия на процесс разработки, В распоряжении НПЦ имеется достаточно много апробированных технологий воздействия на нагнетательные и добывающие скважины, объединенных в технологические комплексы, каждый из которых имеет свое специальное назначение.

Приведем их краткую характеристику.

1.Технологический комплекс по регулированию внутрипластовых фильтрационных потоков.

Основные задачи, которые решаются с помощью комплекса - продление периода рентабельной эксплуатации элементов залежи на поздней стадии разработки за счет улучшения выработки низкопроницаемых интервалов в неоднородных пластах и повышение нефтеотдачи увеличением охвата пластов заводнением по толщине и простиранию.

2. Технологический комплекс водоизоляционных работ.

Комплекс предназначен для обеспечения активной выработки остаточных запасов нефти на участке дренирования отдельных высокообводненных добывающих скважин и повышения нефтеотдачи в результате продления периода их рентабельной эксплуатации.

Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции и увеличить дебит нефти.

3. Технологический комплекс изоляционных работ по устранению негерметичностей.

Комплекс предназначен для восстановления герметичности э/колонны и как следствие вновь полное вовлечение в эксплуатацию объектов разработки. Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции за счет ликвидации негерметичность э/колонны с дальнейшим устранением водопритока.

4. Технологический комплекс работ, связанный со строительством нового ствола скважины.

Комплекс предназначен для ликвидации конусных прорывов к зоне перфорации пластовых вод и невозможности его ликвидации методами тампонирования. Реализация мероприятий данного комплекса в скважинах позволяет снизить обводненность добываемой продукции за счет вовлечения в разработку не затронутых пропластков.

В данной дипломной работе будут рассмотрены наиболее известные и передовые технологии по изоляции заколонных циркуляций, обводненности по пласту и негерметичности э/к, применяющихся в настоящее время в УПНП и ТКРС.

3.2. Суть и способы изоляции зон в скважине

Сущность ремонтно-изоляционных работ заключается в следующем:

При отключении нижних пластов – создание в стволе скважины непроницаемого моста в пределах толщины пласта, вскрытой перфорацией.

При отключении отдельных интервалов неоднородного пласта и верхних интервалов – в создании в отключаемом интервале пласта непроницаемой оторочки (экрана) по периметру скважины в пределах толщины интервала или пласта, вскрытого перфорацией.

При креплении слабосцементированных пород в призабойной зоне пласта - в создании в пределах толщины разрушенной зоны пласта прочного проницаемого для углеводородов фильтра, ограничивающего вынос твердых частиц породы из пласта в скважину.

При исправлении некачественного цементного кольца за колонной – в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце изолирующим материалом.

При ликвидации нарушений обсадной колонны – в заполнении имеющихся нарушений в цементном кольце и обсадной колонне или создании прочного тампона за обсадной колонной в интервале ее нарушения.

При наращивании (доподъеме) цементного кольца – в заполнении пространства между стенкой скважины и обсадной колонной в интервале отсутствия цементного кольца.

при устранении конуса обводненности – зарезка бокового ствола без вскрытия ранее обводненной части.

Известен способ заканчивания скважин, включающий закачку между

порциями цемента слоя вязкоупругого состава, который под воздействием гидростатического давления в скважине сжимается, плотно прилегая к стенкам скважины, проникает в поры слоев цементного камня и герметизирует проход флюидов в заколонное пространство.

Известен способ межколонных газопроявлений в скважине, включающий закачку из-под пакера в надпакерную зону в затрубное пространство двух смешивающихся составов, образующих высоковязкую систему, содержащую шлам из присадок к маслам, СЖК, отработанные нефтепродукты 1-2%, хлористый кальций, сульфат и карбонат натрия, и бентонитовую глину. Смесь поднимается в надпакерное пространство и эффективно герметизирует неплотности в цементном камне, и вязкая структура смеси обеспечивает герметизацию межколонного пространства от прохождения газовых флюидов.

Известен тампонирующий состав для изоляции пласта при разработке обводненной нефтяной залежи карбонатной породы, содержащей: масс-% резиновая крошка 1,5-3,5; масло 0,5-10, ПАВ 0,1-5, нефть-остальное. При закачке состава в скважину улучшается капиллярное всасывание его в карбонатную породу и тампонирование пор смесью резины с компонентами, вследствие чего происходит изоляция водонасыщенной части коллектора. Указанная техническая задача решена тем, что в скважину, заполненную однородной по составу и плотности 1,02-1,23 г/см3 жидкостью, при начальной приемистости не менее 150 м3/сут, производят спуск и посадку установленного на опрессованных НКТ пакера, с хвостовиком, длиною 20 – 50 м, равной половине расстояния от среза хвостовика до перфорации или негерметичности, затем готовят и закачивают в подпакерную зону между буферными слоями тампонажную смесь, содержащую затворенный тампонажный цемент марки G, ПАВ и качественные реологические добавки, с плотностью 1,6-1,9 г/см3 и растекаемостью 20-24 см, после чего продавливают тампонажную смесь технической водой при рабочем давлении 10-32 МПа, выдерживают 24-48 ч, при температуре 40-90 С, затем стравливают в системе давление до атмосферного, производят распакеровку и подъём пакера. В результате происходит ускорение процесса при принудительном отверждении путем

фильтрации жидкости отверждения сквозь смесь, предотвращая размыв смеси агрессивными пластовыми водами. Данное изобретение установлено экспериментально и используется на практике. Оптимальный объем жидкости под хвостовиком установлен экспериментальным и практическим путем для описываемых характеристик смесей.

Технический результат, полученный при реализации методов изоляции, заключается в следующем:

- начальная приемистость пласта при данном способе достаточна 150-200 м3/сут, по сравнению с требуемой величиной 400 м3/сут, при ранее проводимых работах;
- увеличен спектр выполняемых задач по ликвидации водопритоков за счет увеличения массы доставляемой смеси и конечного давления (32 МПа);
- повышение защиты эксплуатационных колонн от высоких давлений на 100%;
- широкие реологические показатели тампонажной смеси выбранных составов позволяют доставлять ее в низкопроницаемые обводненные участки пласта в необходимом количестве;
- ограничивается переток из пласта в пласт, водоприток по монолитным пластам при перемычках менее 1 м, уменьшается общее время проведения РИР (24-48 ч), за счет исключения повторного тампонирования;
- использование способа на месторождениях Западной Сибири позволяет увеличить его эффективность с 52% до 87% (условно эффективной считается операция, после которой получен дополнительный рост добычи нефти более 6 т/сут).

Суть методов заключается в том, что были выбраны и отработаны оптимальные и универсальные параметры операций цементирования в сочетании с тиксотропными и реологическими свойствами тампонажных смесей, позволяющие осуществлять изоляцию различных видов водопритоков в скважину.

Как экспериментально было установлено, что для обеспечения текучести смеси во время закачки, её плотность

3.3. Эффективность изоляционных работ

За анализируемый период на месторождении проведено 24 ремонтно-изоляционных мероприятия, в том числе при зарезке боковых стволов - 4, вводе скважин в эксплуатацию - 2.

Для изоляционных работ в основном применялся цементный и полимерный состав.

В добывающих скважинах объекта $БС_{11}^{1}$ проведено два мероприятия, в том числе одно при зарезке бокового ствола. Результаты проведения изоляционных работ в добывающих скважинах приведены в таблице 6.5.

Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны в скважине №15Гр проведен в августе 2009 года. На момент проведения РИР скважина находилась в бездействующем фонде (2 месяца). После мероприятия дебит скважины по нефти составил 13.4 т/сут, при обводненности продукции 97.6 %. На 01.01.2012 скважина эксплуатируется с дебитом нефти 2.1 т/сут, при обводненности продукции 99.2 %. За счет мероприятия дополнительно добыто 2.24 тыс. т нефти, при среднем приросте дебита нефти 3 т/сут и продолжительности эффекта 743 суток.

В добывающих скважинах объекта $ЮС_1$ проведено 7 мероприятий, в том числе при зарезке бокового ствола – 1, при вводе скважин – 1.

На эксплуатационном добывающем фонде проведено 5 мероприятий, в том числе ремонт негерметичности эксплуатационной колонны – 4, селективная изоляция – 1. В 2 скважинах совместно с РИР проводились воздействия на ПЗП физико-химическими и перфорационными методами.

На момент проведения мероприятий все скважины находились в бездействующем фонде. После РИР средний дебит скважин по нефти составил 4 т/сут, при средней обводненности продукции 93.3 %. На 01.01.2012 в бездействующем фонде находится две скважины, в одной скважине проведена зарезка бокового ствола. Средний дебит по нефти действующих скважин снизился до 2.7 т/сут, обводненность продукции увеличилась до 97.2 %. За счет проведения 5 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 2.69 тыс. т нефти, при удельной эффективности 537.9 т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 1.3 т/сут, при средней продолжительности эффекта 399 суток.

В добывающих скважинах объекта $ЮС_2$ проведено 8 мероприятий, в том числе при зарезке боковых стволов – 2, при вводе скважин – 1. В двух скважинах совместно с РИР проводились воздействия на ПЗП физико-химическими и перфорационными методами.

На эксплуатационном добывающем фонде проведено 5 мероприятий, в том числе ремонт негерметичности эксплуатационной колонны – 4, изоляция обводненных интервалов – 1.

Средний дебит скважин по нефти после проведения РИР увеличился в 2.1 раза с 5.1 т/сут до 10.6 т/сут, средняя обводненность снизилась с 85.3 % до 65.7 %. На 01.01.2012 все

скважины находятся в работе. Средний дебит по нефти снизился до 2.7 т/сут, обводненность продукции увеличилась до 89.7 %. За счет проведения 5 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 4.17 тыс. т нефти, при удельной эффективности 833.3 т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 1.6 т/сут, при средней продолжительности эффекта 523 суток.

В нагнетательных скважинах проведено 7 мероприятий, в том числе на объекте $ЮС_1$ – 5, на объекте $ЮС_2$ – 2. Результаты проведения изоляционных работ в нагнетательных скважинах приведены в таблице 6.6.

На объекте $ЮС_1$ в 5 скважинах проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны. В трех скважинах совместно с РИР проводились воздействия на ПЗП физико-химическими и перфорационными методами. На момент проведения мероприятия две скважины находились в бездействующем фонде. Средняя приемистость действующих скважин составляла 84.5 $м^3$/сут. После проведения РИР приемистость возросла до 110.5 $м^3$/сут. На 01.01.2012 одна скважина находится в бездействующем фонде, приемистость действующих скважин снизилась до 96.6 $м^3$/сут. За счет проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 421.3 тонн нефти, при удельной эффективности 84.3 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 233 суток.

На объекте $ЮС_2$ в скважине № 246 проведен ремонт негерметичности эксплуатационной колонны (совместно с повторной перфорацией+ОПЗ химическими реагентами), в скважине №644 ремонт негерметичности эксплуатационной колонны и изоляция заколонных перетоков.

Средняя приемистость скважин до проведения мероприятий составляла 81.5 $м^3$/сут, после мероприятий возросла и составила 164.6 $м^3$/сут. На 01.01.2012 в скважине №246 проведена зарезка бокового ствола. Скважина №644 эксплуатируется с приемистостью 232.8 $м^3$/сут. За счет проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 304.5 тонн нефти, при текущей удельной эффективности 152.3 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 61 сутки.

В целом по месторождению за счет проведения 18 ремонтно-изоляционных мероприятий в период эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин дополнительно добыто 9.83 тыс.т нефти, при удельной эффективности 545.8 т/скв.-опер. С учетом переходящего эффекта от ранее проведенных мероприятий дополнительная добыча составила 19.74 тыс. т нефти, или 0.3 % в общей добыче.

На основе опыта проведения изоляционных работ на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» установлено, что при необходимости ликвидации заколонных перетоков лучше всего использовать водоизоляционные реагенты на основе гелей, образованных сшитым полимером, обладающим жесткими изолирующими свойствами. Для изоляции водопромытых интервалов пласта более эффективны закачки реагентов, способных в присутствии воды, вступать в реакцию гидролитической поликонденсации с образованием элементорганических полимеров. Однако в реальных пластовых условиях сложно создать надежный изолирующий экран этими методами, поэтому необходимы дальнейшие исследования по поиску составов на основе технологичных и дешевых реагентов.

Наиболее перспективными методами водоизоляции являются технологии, основанные на применении:полимерных составов;силикатов и алюмосиликатов; кремнийорганических соединений.

При дальнейшей разработке месторождения планируется продолжать применение изоляционных мероприятий.

Таблица 6.5 - Результаты проведения изоляционных работ в добывающих скважинах

№ п/п	№ скв.	Дата	Вид ремонта	Реагент	Дебит нефти, %			Обводненность, %			Технологический эффект			Дополнительные воздействия
					до РИР	после РИР	на 01.01.2012	до РИР	после РИР	на 01.01.2012	доп. нефть, т	продолжи-тельность, сут	средний прирост дебита нефти, т/сут	
Объект $БС_{11}^1$														
1	15Гр	08.2009	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	цементный состав	б/д	13,4	2,1	б/д	97,6	99,2	2243,7	743	3,0	
Объект $ЮС_1$														
1	1265	09.2007	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	цементный состав	б/д	б/д	б/д	б/д	б/д	б/д	0	0	0,00	
2	339	01.2008	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	полимерный состав, цементный состав	б/д	4,8	3,7	б/д	95,0	97,9	821,8	336	2,45	
3	2040П	01.2009	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны		б/д	6,6	ЗБС	б/д	26,2	ЗБС	992,3	304	3,26	
4	129	04.2010	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	доп. колонна, цементный состав	б/д	2,9	1,7	б/д	96,4	98,2	175,2	294	0,60	ОПЗ кислотным составом (объём 6 $м^3$)
5	383	09.2007	Селективная изоляция	полимерный состав	б/д	1,5	б/д	б/д	97,4	б/д	700	1060	0,66	Повторная перфорация + солянокислотная ОПЗ (объём 5 $м^3$)
Средние значения по объекту $ЮС_1$					б/д	4,0	2,7	б/д	93,3	97,2	537,9	399	1,3	

№ п/п	№ скв.	Дата	Вид ремонта	Реагент	Дебит нефти, %			Обводненность, %			Технологический эффект			Дополнительные воздействия
					до РИР	после РИР	на 01.01.2012	до РИР	после РИР	на 01.01.2012	доп. нефть, т	продолжи-тельность, сут	средний прирост дебита нефти, т/сут	
Объект $ЮС_2$														
1	432	07.2008	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны		0,03	7,8	1,6	99,9	86,0	98,3	1504	1248	1,21	
2	3278Гр	08.2009	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	частичная смена э/к	1,4	4,2	1,3	97,1	87,6	90,5	224,1	728	0,31	
3	156Гр	07.2010	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	доп. колонна, цементный состав	5,8	8,6	1,7	88,6	64,9	74,5	336,8	268	1,26	
4	102	04.2007	Ремонт негерметичности эксплуатационной колонны	полимерный состав, цементный состав	8,7	18,6	4,4	46,2	9,3	43,6	1902,9	251	7,58	ОПЗ солянокислотным составом (объём 4 $м^3$)
5	825	05.2011	Изоляция обводненных интервалов	цементный состав	9,6	13,6	4,5	16,6	19,3	9,0	198,5	121	1,64	Повторная перфорация + ОПЗ СНПХ (объём 15 $м^3$) + ОПЗ СГКО+ПАВ (объем 10 $м^3$)
Средние значения по объекту $ЮС_2$					5,1	10,6	2,7	85,3	65,7	89,7	833,3	523	1,6	
Суммарные значения по месторождению											9099,3			
Средние значения по месторождению					5,1	8,2	2,6	85,3	91,3	96,5	827,2	486,6	1,7	

Вывод к 3 главе

За анализируемый период на месторождении проведено 24 ремонтно-изоляционных мероприятия, в том числе при зарезке боковых стволов – 4, вводе скважин в эксплуатацию – 2.

В добывающих скважинах объекта $БС_{11}^{1}$ проведено два мероприятия, в том числе одно при зарезке бокового ствола. Результаты проведения изоляционных работ в добывающих скважинах приведены в таблице 6.5.

За счет проведения 5 ремонтно-изоляционных мероприятий дополнительно добыто 4.17 тыс. т нефти, при удельной эффективности 833.3 т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 1.6 т/сут, при средней продолжительности эффекта 523 суток

В целом по месторождению за счет проведения 18 ремонтно-изоляционных мероприятий в период эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин дополнительно добыто 9.83 тыс.т нефти, при удельной эффективности 545.8 т/скв.-опер.

На 01.01.2012 одна скважина находится в бездействующем фонде, приемистость действующих скважин снизилась до 96.6 $м^3$/сут. За счет проведения РИР по окружающим добывающим скважинам дополнительно добыто 421.3 тонн нефти, при удельной эффективности 84.3 т/скв.-опер. и средней продолжительности эффекта 233 суток.

4. Расчет РИР для скважины 129

Исходные данные

Рассчитать процесс проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине, по данным, приведенным в таблице 4.

Для проведения промывочно-продавочных работ на скважинах применяют цементировочные агрегаты ЦА-320А. Принять интервал РИР 2384,3 м по кровле и 2385,4м по подошве, $\beta_{ж}$ = 0,24, ν = 0,3, $d_{вн}$ = 0,062 м, $\sigma_р$ = 15 МПа, $\alpha_п$ = 0,5.м.

$\rho_{изол}$, кг/м^3	$\mu_{изол}$, мПа·с	$P_з$, МПа	$P_{пл}$, МПа	m, %	$h_н$, м	H, м	$q_в$, т/сут	$K_в$	$\rho_в$, кг/м^3
978	7,5	18,4	20,7	17	12	2621	53	0,38	1008

Решение

Поскольку в обводненном пропластке градиент давлений в направлении к скважине близок к нулю, ориентировочно можно принять давление перед экраном равным пластовому. Если начальный градиент давлений для отвердевшего в условиях пласта композитного состава равен β, то глубина проникновения R_0 определится из неравенства:

$$R_0 \geq \frac{P_{пл} - P_з}{\beta} = \frac{20,7 - 18,4}{6} = 0,38 \ \ м,$$

где β - начальный градиент давлений для отвердевшей в условиях пласта композиции, β = 6 МПа/м;

Объём изолирующего материала рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{изол} = \pi \cdot R_0^2 \cdot h \cdot m \cdot \beta_{ж} \cdot (P_з - P_{ат}) = 3,14 \cdot 0,38^2 \cdot 0,17 \cdot 0,24 \cdot (18,4 - 0,1) = 0,34 \ \ м^3,$$

где h – толщина обводнённого пропластка,

m – пористость;

$P_з$ – забойное давление;

$P_{ат}$ – атмосферное давление;

$\beta_{ж}$ - коэффициент сжимаемости состава.

Масса реагента тампонажного состава:

$$m = V_{изол} \cdot \rho_{изол}, = 0,34 \cdot 978 = 330,56 \ \ кг,$$

где $\rho_{изол}$ – плотность изолирующей, кг/м^3.

Для выполнения РИР необходимо создать давление, превышающее пластовое, но не превосходящее давление, соответствующее гидроразрыву пласта

$$P_{закачка} + P_{гидр} - P_{потери} < P_{грп},$$

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{г.в.} = \rho_{г.п.} \cdot g \cdot H = 2450 \cdot 9,81 \cdot 2621 = 62,99 = 63\ МПа,$$

где $\rho_{г.п.}$ - средняя плотность горных пород, лежащих выше продуктивного горизонта, кг/м^3;

H - расстояние от устья до середины перфорированного интервала, м;

g - ускорение свободного падения, м/с^2.

Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{г.г.} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot P_{г.в.}, = \frac{0,3}{0,7} \cdot 63 = 27\ МПа,$$

где ν – коэффициент Пуассона.

Определим давление гидроразрыва пласта:

$$P_{ГРП} = 2P_{г.г.} + \sigma_P, = 2 \cdot 27 + 15 = 69\ \ МПа,$$

где σ_p – прочность породы на разрыв, Па.

Гидростатическое давление, создаваемое столбом жидкости носителя:

$$P_{гидр.} = \rho_{изол} \cdot g \cdot H = 978 \cdot 9,81 \cdot 2821 = 25,14\ \ МПа$$

Потери давления на трение при закачке реагента:

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot V^2 \cdot H \cdot \rho_{изол}}{2d_{вн}}, = \frac{0,032 \cdot 1,17 \cdot 2621 \cdot 978}{2 \cdot 0,062} = 0,77\ МПа,$$

где $V_{изол}$ – скорость жидкости по НКТ, м/с,

λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Скорость жидкости по НКТ определяется:

$$V = \frac{Q \cdot 10^{-3}}{0,785 d_{вн}^2}, = \frac{3,56 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,062^2} = 1,17\ м^3/с$$

где Q - подача насоса, м^3/с;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м.

При турбулентном движении ($\mathrm{Re} > 2300$):

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{8381,6}} = 0,032$$

Число Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = 4Q \cdot \rho_{изол} / (\pi \cdot d_{вн} \cdot \mu_{изол}). = \frac{4 \cdot 3,56 \cdot 10^{-3} \cdot 978}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 7,5 \cdot 10^{-3}} = 9538,19$$

В качестве верхней и нижней разделительной и влагопоглощающей буферной жидкости вступает технический ацетон, который закачивается в скважину и пласт перед и после закачки тампонажного состава. В среднем объем данного вещества для нижнего буфера составляет 0,4 расчетного объема $V_{изол}$, а для верхнего 0,3.

$$V_{ржН} = 0,4 \cdot V_{изол} = 0,4 \cdot 0,34 = 0,136 \ м^3$$

$$V_{ржВ} = 0,3 \cdot V_{изол} = 0,3 \cdot 0,34 = 0,102 \ м^3$$

Для продавливания композиции в пласт используют техническую воду, объём которой равен:

$$V_{пж} = V_{нкт} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot H}{4} = \frac{0,062^2 \cdot 2621 \cdot 3,14}{4} = 7,9 \ м^3$$

Рассчитаем время, в течение которого будет производиться закачка изолирующего материала, буферной и продавочной жидкости:

$$T = \frac{(V_{изол} + V_{пж} + V_{ржс})}{q} = \frac{0,28 + 8,4 + 0,112 + 0,084}{3,56 \cdot 10^{-3}} = 2380 \text{ сек} = 39 \text{ мин}$$

После закачивания буферной жидкости скважину необходимо оставить скважину на время гелеобразования изолирующего материала – 6-8 часов. После этого проводят обратную промывку буферной жидкостью в объеме $2 \cdot V_{пж}$.

Продолжительность обратной промывки после закачки определяется:

$$t = \frac{2V_{пж}}{q} = \frac{2 \cdot 8,4}{3,56 \cdot 10^{-3}} = 4438 \text{ сек} = 73 \text{ мин}$$

Дополнительная добыча нефти после проведения РИР оценивается по формуле:

$$\Delta Q_н = 38,433 \cdot (K_н - 0,3) \cdot m \cdot (1 - \beta^1) \cdot \sqrt{(\alpha_{пс} - 0,3) \cdot h_н} \cdot C \cdot 10^{-3} =$$

$$38,433 \cdot (1 - 0,38 - 0,3) \cdot 0,17 \cdot (1 - 0,2) \cdot \sqrt{(0,5 - 0,3) \cdot 14} \cdot 0,87 \cdot 10^3 = 2254$$

где $K_н = 1 - K_в$ - начальная нефтенасыщенность, $K_в$ - водоудерживающая способность;

$\alpha_{пс}$ - средняя амплитуда диффузионно-адсорбционного потенциала пласта в скважине;

$h_н$ - нефтенасыщенная толщина пласта в скважине;

$C = 0,87$ - коэффициент технологии;

β^1 - средняя обводненность продукции в скважине после проведения РИР.

Вывод: в ходе данной практической работы был произведен расчет основных параметров процесса ремонтно-изоляционных работ, а именно

1. Объем изолирующего материала – 0,34 $м^3$;
2. Гидростатическое давление – 25,14 МПа и потери давления на трения – 0,77 МПа;
3. Продолжительность закачки жидкости – 39 минут и обратной промывки – 73 минут.
4. Дополнительная добыча нефти после проведения РИР – 2254 $м^3$

5. Экономический эффект

5.1. Расчет экономического эффекта

Повышение эффективности производства капитального ремонта скважин выражается в росте производительности труда, в результате чего увеличивается объём выполняемых работ, уменьшением времени на ремонт, снижается стоимость ремонтов, повышается эффективность производства ремонтных работ.

Общим критерием эффективности выступает проведение ремонта скважины при обеспечении качества ремонта с минимумом трудовых и материальных затрат и денежных средств.

Повышение качества ремонта способствует увеличению межремонтного периода работы скважин (МРП). Под МРП подразумевается время между двумя последовательно проводимыми ремонтами.

Таким образом, основными факторами повышения экономической эффективности организации ремонта скважины, кроме технологических являются, улучшение нормирования затрат и оплаты труда, совершенствование организации ремонта нефтяных скважин.

Экономический эффект от проведения мероприятий по улучшению работ скважин определяют путем сравнений показателей до и после проведения мероприятий.

Экономический эффект от проведения РИР в скважине №129 заключается в том, что увеличился межремонтный период и снизилась себестоимость нефти.

1. Рассчитаем на сколько увеличился МРП по формуле:

$$T = t_1 - t_2$$

где t_1 – фактический МРП, сут.

t_2 – планируемый МРП, сут.

$$T = 376{,}2 - 345 = 31{,}2 \ \ сут$$

2. Определим экономический эффект от увеличения МРП:

$$Э_1 = T * Ц_н * Q$$

где Т – разность между фактическим и планируемым МРП, сут.

$Ц_н$ – цена нефти, руб.

Q – дебит, тн.

$$Э_1 = 31{,}2 * 1580 * 2{,}7 = 133099{,}2 \ \ руб$$

3. Рассчитаем экономический эффект от уменьшения себестоимости нефти.

$Э_2 = (C_1 - C_2) * Q$;

$$Э_2 = (C_1 - C_2) * Q$$

где C_1 – себестоимость одной тонны нефти до РИР, руб.

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после РИР, руб.

Q – добыча нефти в год со скважины №940, т.

$$Э_3 = (1190 - 1093) * 985{,}5 = 95593{,}5 \ \ руб$$

4. Общий экономический эффект рассчитываем по формуле:

$$Э_{общ} = Э_1 + Э_2$$

$Э_1$ – эффект от увеличения МРП, руб.

$Э_2$ – эффект от снижения себестоимости нефти, руб.

$$Э_{общ} = 133099{,}2 + 95593{,}3 = 228692{,}5 \ \ руб$$

Вывод: проведение РИР в данном случае является экономически выгодным.

5.2. Технико-экономические показатели проекта

Экономическая оценка проекта характеризует его привлекательность по сравнению с другими вариантами увеличения стоимости активов по сравнению со стоимостью нефтяных

Оценка инвестиционных показателей предполагает использования системы ТЭП. Экономическое содержание каждого показателя неодинаково. Аналитик получает информацию, а различных сторонах инвестиционного проекта только по совокупности

расчета экономических показателей. Инвестиционное решение принимают по следующим показателям:

1) Период окупаемости показателя представляет собой ожидаемое число лет необходимой для полного возмещения инвестиционных затрат.

Согласно условиям настоящего курсового проекта срок окупаемости найдем по формуле:

$$T_o = K / П$$

где К – затраты на проведение РИР, руб.

П – прибыль, руб. Рассчитывается по формуле:

$$П = Ц_н * Q - K - C_н$$

где $C_Н$ – себестоимость нефти, руб. Находится по формуле:

$$C_н = C_{1т} * Q$$

где $C_1т$ – себестоимость 1 тонны нефти, руб.

Q – добыча нефти скважины № 129 за год, которая находится по формуле:

$$Q = q * t$$

где q – дебет скважины № 129, т/сут.

t – число суток в году.

$$Q = 2,7 * 365 = 985,5 \ \ т$$

Рассчитаем себестоимость нефти:

$$C_н = 1093 * 985,5 = 1077151,5 \ \ руб$$

Рассчитаем прибыль:

$$П = 1580 * 985,5 - 174293,2 - 1077151,5 = 30564,3 \ \ руб$$

Теперь найдем срок окупаемости:

$$T_0 = \frac{174293,2}{305645,3} = 0,57$$

Далее рассчитаем чистую текущую стоимость доходов при разных ставках дисконтирования:

$$ЧТСД = (ПД - ПР) / (1 + r)^t$$

где: r -ставка дисконтирования.

ПР – приведенные расходы, руб.

ПД – приведенные доходы, руб.

ЧТСД при ставке дисконтирования r=5%:

$$ЧТСД = \frac{(305645,3)}{1+0,05} = 291090,7 \quad руб$$

ЧТСД при ставке дисконтирования r=15%:

$$ЧТСД = \frac{(305645,3)}{1+0,15} = 265778,5 \quad руб$$

ЧТСД при ставке дисконтирования r=25%:

$$ЧТСД = \frac{(305645,3)}{1+0,25} = 244516,2 \quad руб$$

ЧТСД при ставке дисконтирования r=35%:

$$ЧТСД = \frac{(305645,3)}{1+0,35} = 226403,7 \quad руб$$

Результаты расчетов чистой текущей стоимости доходов при разных ставках дисконтирования сведем в таблицу

Таблица 10 – Показания ЧТСД при различных ставках дисконтирования

r, %	5	15	25	35
ЧТСД	291090,7	265778,5	244516,2	226403,9

Внутренняя ставка доходности проекта.

ВСП – это ставка дисконтирования, приравнивающая сумму приведенных расходов от проекта к величине инвестиции.

Сущность метода расчета заключается в определении интервала интерполирования.

Найдем поток дохода при ставке дисконтирования: r = 5%;

$$ПД = (Q * Ц_н) / (1+0,05)^t$$

$$ПД = \frac{(985\,б\,5 * 1580)}{(1+0,05)^1} = 1482942,7 \; руб$$

Найдем ЧТСД:

$$ЧТСД = ПД - / (K + C_н)$$

где ПД – приведенные доходы, руб.

К – затраты на проведение РИР, руб.

$С_Н$ – себестоимость нефти, руб.

$$ЧТСД = 1482942,8 - (174293,2 + 1077151,5) = 231498,1 \quad руб$$

Т.к. ЧТСД>0, то необходимо увеличить ставку дисконтирования. Пусть r=15%, аналогично рассчитаем суммарный поток доходов дисконтированных по ставке r=15%.

$$ПД = (Q + Ц_н) / (1 + 0{,}15)^t$$

$$ПД = (985{,}5 * 1580) / (1 + 0{,}15)^1 = 1353991{,}3 \quad руб$$

Найдем ЧТСД:

$$ЧТСД = 1353991{,}3 - (174293{,}2 + 1077151{,}5) = 102546{,}6 \quad руб$$

Т.к. ЧТСД>0, то необходимо увеличить ставку дисконтирования. Пусть r=25%, аналогично рассчитаем суммарный поток доходов дисконтированных по ставке r=25%.

$$ПД = (Q * Ц_н) / (1 + 0{,}25)^t$$

$$ПД = (985{,}5 * 1580) / (1 + 0{,}25)^1 = 1245672 \quad руб$$

Снова найдем ЧТСД:

$$ЧТСД = 1245672 - (174293{,}2 + 1077151{,}5) = 5772{,}7 \quad руб$$

Т.к. ЧТСД<0 интервал интерполирования найден. Обозначим интервал интерполяции:

$$1482942{,}8 * 5 \ \%$$

$$1251444{,}7 * 5 + x \ \%$$

1251444,7 5+x%

$$1245672 * 25 \ \%$$

Составим пропорцию и решим уравнение:

$$\frac{(148294{,}8 - 1251444{,}7)}{1482942{,}8 - 1245672} = 5 - \frac{5 + x}{5 - 25}$$

$$x = 19{,}4 \ \%$$

$$r = 5 + 19{,}4 = 24{,}4 \ \%$$

На основе полученных данных составим таблицу технико-экономических показателей ремонтно-изоляционных работ на скважине №129.

Таблица 11 – ТЭП ремонтно-изоляционной работы скважины №129

Наименование ТЭП	Величина ТЭП	
	до	После
1 Дебит скважины, т/сут	2,7	2,7
2 Добыча, т		985,5
3 Экономические затраты, руб.		174293,2
4 Экономический эффект, руб.		228692,5
5 Срок окупаемости, год		0,57
6 Точка безубыточности, т/год		520

7 Численность бригады КРС, чел.		5
8 Себестоимость нефти, руб.	1190	1093
9 МРП, сут	376,2	345
10 ЧТСД, руб.		245695,6
11 ВТСД, %		24,4

Вывод

По приведенной таблице наблюдается прирост чистой прибыли равный 228692,5 руб. Также наблюдается снижение себестоимости на добычу 1 т нефти - 1077151,5 руб, увеличение межремонтного периода. Дебит нефти остается такой же, но снизилась обводненность.

Следовательно, проведение ремонтно-изоляционных работ на скважине №129 целесообразно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сделан обзор геологического строения и нефтенасыщенности продуктивных пластов, а также конкретизированы и рассмотрены пласты Русскинского месторождения.

В процессе работы была решена поставленная задача: изучено геологическое строение месторождения, рассмотрено текущее состояние разработки этого объекта, подробно представлены используемые в настоящее время технологии изоляции водопритока в скважины, проведен анализ применяемых технологий на Русскинском месторождении, а также проработаны вопросы истории разработки месторождения. Проведенная работа подтверждает, что существующие в настоящее время методы ограничения водопритока в

Таким образом, в результате выполнения данной выпускной квалификационной работы были сформулированы следующие выводы:

1) Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области..

2) Основная часть запасов УВ ограничена юрскими отложениями, ачимовской толщи, сортымской и усть-балыкской свит, в которых выделено 12 подсчётных объектов.

3) Открытая пористость коллекторов, исследованная на 462 образцах керна, изменяется в пределах 13,5-26,0 %, средняя 17,3 %. Проницаемость изучена меньшим числом образцов - 355. Диапазон изменения Кпр широк: от 0,7 до $1995{,}9*10^{-3}$мкм^2, но среднее его значение невысокое и составляет $54{,}6*10^{-3}$мкм^2

4) Выявлены залежи нефти промышленного значения в отложениях тюменской свиты (пласт ЮС2), васюганской (пласт ЮС1) и в ачимовской пачке. Все эти отложения составляли один этаж разведки

5) Нефть пласта ЮС1 наиболее лёгкая, её молярная масса 120 г/моль, молярная доля метана составляет 27,2 %, суммарное содержание углеводородов (УВ) C_2H_5–C_5H_{12} – 22,6 %. Для нефтей всех продуктивных пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

6) Свойства нефти ачимовских залежей (пласты БС19-20), как уже было отмечено, изучены только по поверхностным пробам из 6 скважин. Согласно полученным данным плотность нефти колеблется в диапазоне 864-900 кг/м^3 (среднее значение 885 кг/м^3), вязкость - от 20,1 до 78,8 мПа*с (среднее значение 42,1 мПа*с). В нефти содержится 5,7 % смол, 2,9 % парафина, 1,6 % серы. Выход светлых фракций до 300 ^{o}C – 32 %.

7) Дополнительная добыча – 2254 $м^3$
8) Продолжительность – 743 сут
9) Средний дебит прироста нефти - 3т/сут
10) Срок окупаемости проекта – 0,57;
11) Экономический эффект - 228692,5 руб
12) ЧТСД - 245695,6 руб
13) ВТСД, 24,4%

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин [Текст] : учебное пособие / Г.П. Зозуля [и др.]; под ред. Г.П. Зозули. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.

2. Теория и практика ремонтно– изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах [Текст] : учебное пособие / И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров – Тюмень. : ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.

3. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири [Текст]. – М.: ИРЦ Газпром, 2010. – 212 с.

4. Кустышев А. В., Протасов В. Я., Чижова Т. И. Оборудование и инструмент для эксплуатации и ремонта скважин на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Изд– во «Вектор Бук», 2011. – 312 с.

5. Гейхман М. Г., Зозуля Г. П., Кустышев А. В., Дмитрук В. В., Чабаев Л. У. Теория и практика капитального ремонта скважин в условиях пониженных пластовых давлений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 208 с.