

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных

		сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей, и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Данилину Андрею Владимировичу

Тема работы:

Анализ эффективности увеличения нефтеотдачи пластов на X нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, № 59-122/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по X месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ АО «ТомскНИПИнефть» ВНК, фондовая и периодическая литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения о месторождении. 2. Геологическое строение месторождения 3. Текущее состояние разработки 4. Оценка технологической эффективности применения МУН 5. Обзор методов увеличения нефтеотдачи 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Заключение
Перечень графического материала	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Общие сведения о X месторождении»	
«Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов»	
«Расчетно-аналитическая часть»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Рыжакина Т.Г.
«Социальная ответственность»	Ассистент, Сечин А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020г.
---	--------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Данилин Андрей Владимирович		29.02.2020г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020г.	«Общие сведения о X месторождении»	20
03.04.2020г.	«Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов»	30
24.04.2020г.	«Расчетно-аналитическая часть»	30
15.05.2020г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020г.	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к. х. н.		29.02.2020г.

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
		к. х. н.		29.02.2020г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020г.

РЕФЕРАТ

Работа содержит 118 страницы, 11 рисунков, 15 таблиц, 9 источников.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ДЕБИТ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ, ФЛЮИД, СКВАЖИНА, ЗБС, ГРП, ИДН, ОПЗ, МУН.

Объектом исследования является нефтяное месторождение.

Цель работы – Обзор методов увеличения нефтеотдачи на X нефтяном месторождении и их анализ, поиск наиболее эффективных и оптимальных решений по увеличению нефтеотдачи.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках X месторождения, дан анализ текущего состояния разработки продуктивных пластов, динамика текущих дебитов, обводненности продукции и газового фактора скважин с учетом способа их эксплуатации. Проведен анализ основных методов увеличения нефтеотдачи и сделан общий вывод по ним. В работе так же уделено внимание изучению вредных факторов влияющих на организм человека и окружающую среду.

Для выполнения аттестационной работы применялся текстовый редактор Word 2010. Таблицы и графики созданы в Excel, рисунки – в Paint; презентация – в Power Point 2010 (средства Microsoft).

Определения, обозначения и сокращения

Были использованы термины и определения:

1. Месторождение – это совокупность залежей, принадлежащих некоторой тектонической структуре; залежи дислоцируются в рамках конкретной площади.

2. Залежь – локальное скопление углеводородов в рамках некоторого количества пластов.

3. Пласт – разновидность залегания однородной осадочной горной породы (в общем случае в рамках пары и более параллельных поверхностей).

4. Нефть – смесь природного происхождения, в составе которой преобладают углеводороды (метан, нафтен, ароматические углеводороды).

5. Растворенный газ – смесь природного происхождения, в составе которой преобладают углеводородные и прочие соединения и элементы, находящиеся в пластах в форме газа, раствора в нефти или жидкости.

6. Пористость – пустоты породы.

7. Проницаемость – способность пропускать жидкости или газы под влиянием перепадов давления.

8. Нефтенасыщенность – объем нефти в рамках одного пласта-коллектора.

9. Геологические запасы – запасы недровых залежей или месторождений.

10. Извлекаемые запасы – доля запасов, потенциально доступных для прогнозируемого извлечения.

11. Эффективная толщина – совокупность толщин пропластков пластов-коллекторов.

16Р - разведочная скважина №16

БГС - Большеобъемные гелевые составы

ВДС - Волокнисто-дисперсная система

ВНК - Водонефтяной контакт

ГДИС - Гидродинамические исследования

ГКО - Глинокислотная обработка
ГПП - Глубокопроникающая перфорация
ГРП - Гидроразрыв пласта
ГТМ - Геолого-технологическое мероприятие
ДП - Дострел пласта
ЗБС - Зарезка боковых стволов
ИДН - Интенсификация добычи нефти
КИН - Коэффициент извлечения нефти
КРС - Капитальный ремонт скважин
ЛАВ - Ликвидация аварий
МПС - Модифицированная полимердисперсная система
МСПС - Модифицированная сшитая полимерная система
МУН - Методы увеличения нефтеотдачи
ОПЗ - Очистка призабойной зоны
ПАА - Полиакриламид
ПАВ - Поверхностное активное вещество
ПВЛГ - Переход на вышележащий горизонт
ПГС - Полимерно-гелевая система
ПДС - Полимерно-дисперсная система
ПЗП - Призабойная зона пласта
РИР - Ремонтно-изоляционные работы
Скв. - Скважина
СКО - Соляно-кислотная обработка
СПС - Сшитая полимерная система
УПСВ - Установка предварительного сброса воды
УЭЦН - Установка электрического центрабежного насоса
ФХВ - Физико-химическое воздействие
ФХМ - Физико-химические методы
ШВН - Штанговый винтовой насос

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О X МЕСТОРОЖДЕНИИ	12
1.1 Геологическое строение X месторождения.....	14
1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	20
2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ...	43
3 РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	71
3.1 Анализ применения методики увеличения нефтеотдачи на X МЕСТОРОЖДЕНИИ	71
3.2 ЗАКАЧКА ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ	73
3.3 НЕСТАЦИОНАРНАЯ ЗАКАЧКА	87
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	91
4.1 ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО «ТОМСКНЕФТЬ» ВНК	91
4.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	92
4.3 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.	93
5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	104
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	104
5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	105
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	107
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	109
5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	111
5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	113
5.4.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуациях	113
5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	115
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	116

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время колоссальные объемы нефти, что добываются в России, извлекаются из низкопроницаемых пластов-коллекторов. Для них характерна высокая неоднородность, что обуславливает довольно низкое значение коэффициента извлечения нефти (КИН), а также высокую обводненность последней.

Средняя величина это обводненности в РФ достигает 80%; на отдельных месторождениях эксплуатируются скважины с показателем в 98%, что само по себе нерентабельно с точки зрения нефтедобычи. Разработка и внедрение методик, улучшающих качество нефтеотдачи и снижения обводненности – актуальная тема для всего нефтяного комплекса.

На протяжении некоторого периода времени сырьевая база АО «Томскнефть» ВНК подверглась значительному ухудшению, что коснулось структуры и качественных характеристик запасов на новых месторождениях. Ощутимо возрастание в балансе АО истощенных, что также касается трудноизвлекаемых запасов; это справедливо и в отношении залежей с неопредельным насыщением.

Обводненность в районе 85% на площадках с истощенными высокоактивными запасами обуславливает принадлежность последних к категории низкодебитных. Так, в рамках применяемой системы воздействия на пласты, принятые КИН по огромному числу залежей не представляются достижимыми; порядка 10% запасов на балансе АО просто-напросто не будут извлечены вообще. Неуклонное снижение качества структуры запасов наряду с действующим налоговым режимом становятся причиной того, что эксплуатация ряда разрабатываемых и вводимых в разработку залежей становится абсолютно нерентабельной. Чтобы кардинально изменить текущее положение дел, необходимо пересмотреть налоговый режим и всерьез задуматься о повышении нефтеотдачи и интенсификации добычи.

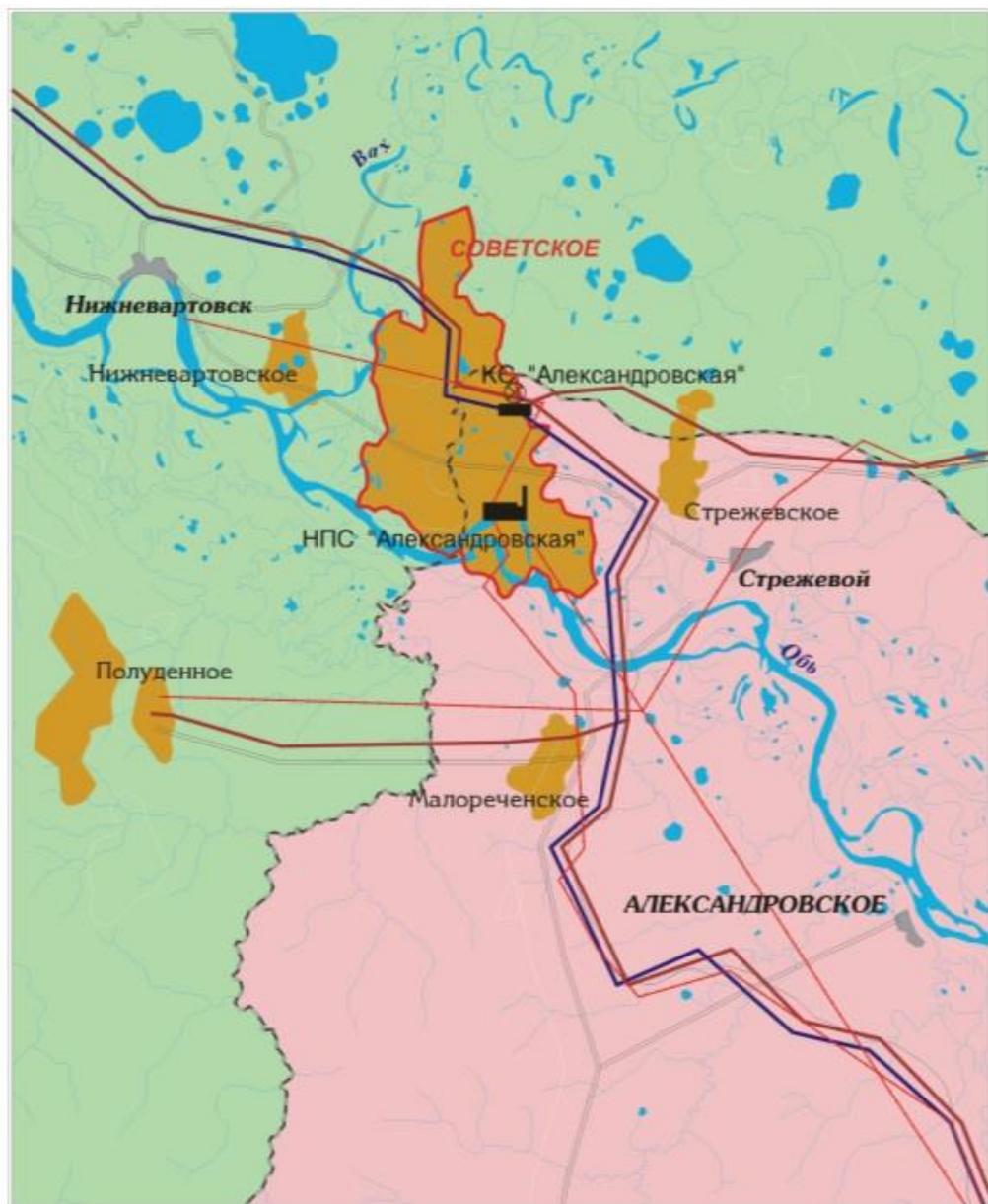
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О Х МЕСТОРОЖДЕНИИ

В административном отношении Советско-Соснинское нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО Тюменской области и в Александровском районе Томской области, в 850 км от областного центра г. Томска. В 15 км находится базовый город Стрежевой, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие освоение всех месторождений объединения «Томскнефть» (рисунок 1.1).

Месторождение расположено на водоразделе реки Оби и ее правого притока р. Вах. Большая часть площади месторождения представляет собой дренированную заболоченную равнину, приуроченную к пойме р. Оби. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах 41-56 м. Местность характеризуется наличием множества протоков, рукавов, стариц, озер, что создает определенные трудности для производственного процесса в половодье. Климат района резко континентальный, максимальная летняя температура +30 °С, среднегодовая температура января -25 °С.

Растительный покров территории месторождения представлен среднетаежными формациями лесной и болотной растительности. Лесные насаждения образованы кедром, сосной, березой, осиной. Растительность пойменной части представлена камышом, луговыми травами, кустарником, вдоль рек и водоемов распространен ивняк.

Животный мир территории обеднен ввиду высокой степени антропогенной нагрузки, связанной с 30-летним освоением месторождения, затруднением условий передвижения и миграций наземных видов позвоночных животных вследствие высокой обводненности территории. Из млекопитающих присутствуют виды, обладающие адаптационными способностями. Это заяц-беляк, горностай, колонок, ласка, ондатра, лисица красная, белка. Из птиц присутствуют: рябчик, тетерев, белая куропатка, водоплавающие птицы.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | | | |
|--|-------------------------------------|--|--|
| | - район работ | | - нефтепровод |
| | - административная граница областей | | - газопровод |
| | - населенные пункты | | - линии электропередач |
| | - эксплуатируемые месторождения | | - с бетонным или асфальтовым покрытием |
| | | | - грунтовые |

Рисунок 1.1 Обзорная схема района работ

Масштаб 1:500000

Реки Вах и Обь служат путями миграции к местам нерестилищ полупроходных промысловых видов рыб. В водоемах присутствуют 23 вида рыб, 14 из них имеют промысловое значение (стерлядь, осетр, нельма, сырок, муксун, щука, плотва, елец, язь, золотистый и серебристый карась, налим, окунь, ерш) .

Основным видом транспорта для завозки грузов на месторождение X в летнее время является водный по р.Оби, в зимнее время – по железной дороге до г.Нижневартовска и далее автотранспортом. На месторождении имеется устойчивая дорожная сеть: наряду с грунтовыми проложены асфальтовые дороги. Также проложены: магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск; газопровод Нижневартовск – Кузбасс; построены ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

На территории месторождения из строительных материалов имеется глина, песок; для водоснабжения используются подземные воды.

1.1 Геологическое строение X месторождения

В геологическом строении месторождения обнаруживаются: палеозойский, юрский, меловой и прочие комплексы. Мезокайнозойский чехол со стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования палеозойского возраста (рис. 1.1).

Доюрские образования

Палеозойские отложения находятся в общем случае на глубинах порядка 2590-2890 метров (данные скважин №48Р, 17Р). Их характеризует неоднородность с точки зрения литологических параметров (по площади и разрезу). Отложения в данном контексте представлены преимущественно осадочными породами и породами эффузивного происхождения – трещиноватыми известняками, сланцами, аргиллитами и т. п. Возраст их определяется не совсем точно: есть мнения о принадлежности к силуру и даже турнейскому ярусу каменноугольного периода. Предельная величина вскрытых отложений (по толщине) – 0,1 км.

На X поднятии (по скважинам №№ 16Р, 48Р) доюрские образования представлены черными плотными аргиллитами, туфопесчаниками и туфоаргиллитами. Палеозойские отложения сложены известняками сидеритизированными, трещиноватыми с прослоями туфогравелита.

Доюрские образования Медведевского поднятия (по скважине № 6Р) представлены плотными известняками (кристаллический кальцит с примесью глинистого материала). Палеозойские отложения (по скважине № 7Р) сложены эффузивами типа диабаз и их продуктами.

Юрская система

Тюменская свита – J₁₋₂tm

Доюрские образования несогласно перекрываются континентальными отложениями тюменской свиты. Отложения представлены переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

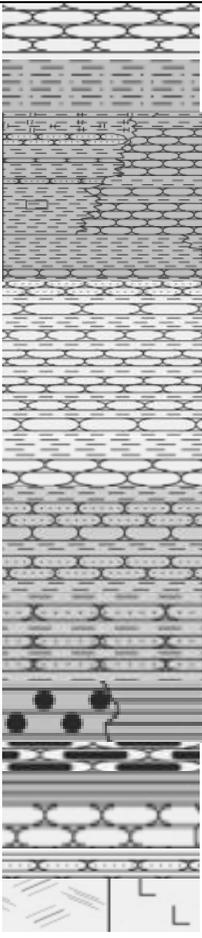
Стратиграфия					Литологическая колонка	Толщина, м	Литологическая характеристика		
Система	Отдел	Ярус	Свита	Индекс					
Четвертичные отложения						50	Чередование серых песков с прослоями буровато-серых песчано-алевролитовых глин, суглинков и супесей.		
Палеогеновые отложения						Р - К ₂	950	Морские темноцветные глины с редкими песчаными прослоями, встречаются остатки раковин.	
Меловая	Верхний	Маастрих	Покурская	К ₁₋₂ ^{а-а1+с}			750	Неравномерное чередование сероцветных песчаников, алевролитов и глин.	
		Кампан							
		Коньяк-Сантон							
		Турон							
	Нижний	Апт-Альб-Сеноман		Алымская			К ₁ ^а	50	Нижняя пачка сложена песчаниками. Верхняя - черными глинами.
		Апт							
		Готтерив-Баррем		Вартовская			К ₁ ^{h-br}	400	Частое переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.
		Берриас-Валанжин		Мегионская			К ₁ ^{b-}	200	Переслаивание темно-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников. В нижней части разреза песчаные пласты замещаются глинисто-алевролитовыми породами
Волжский		Баженовская	J ₃ ^v	50	Битуминозные аргиллиты массивные, тонкоплитчатые с редкими прослойками битуминозных известняков				
Юрская	Верхний	Киммериджский	Георгиевская	J ₃ ^k	до 8	Темно-серые, черные, плотные аргиллиты			
		Келловей-Оксфордский	Васюганская	J ₃ ^{cl-ok}	100	В кровле залегают песчаники с прослоями алевролитов. Нижелегающие отложения представлены плотными аргиллитами с включениями углистого детрита			
	Средний	Байос+Бат		Тюменская	J ₁₋₂ tm	100	Переслаивание серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов		
Доюрские образования						100	Трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а также плотные песчаники		

Рисунок 1.1 Схематичный литолого-стратиграфический разрез Нижневартовского свода

Характерны повышенные углистость (прослой) и пиритизация. Песчаные прослой имеют прерывистое строение. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт ЮВ₂ линзовидного строения. На Медведевском поднятии он продуктивен. Вскрытая толщина тюменских отложений составляет 50-100 м.

Васюганская свита – J_3^{cl-ok}

На континентальных отложениях тюменской свиты обнаруживаются морские и прибрежные отложения васюганской; здесь же можно выделить пару подсвит: глиняную и песчано-алевролитовую (нижняя и верхняя, соответственно).

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами (серыми, темно-серыми и т. п.), а также углистыми детритами.

Верхневасюганская свита представлена слоистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. С пластами подсвиты на Медведевском поднятии сопряжена залежь горизонта ЮВ₁.

Общая толщина отложений свиты 80-90 м.

Георгиевская свита – J_3^k

Отложения васюганской свиты перекрываются темно-серыми, черными, плотными аргиллитами георгиевской свиты киммериджского возраста. Указанные породы свиты вскрыты не повсеместно, их мощность изменяется от 0 до 8 м.

Баженовская свита – J_3^v

Морские отложения баженовской свиты представлены битуминозными аргиллитами массивными, тонкоплитчатыми с редкими прослойками битуминозных известняков. Она рассматривается в качестве региональной покрывки, способствующей сохранению и формированию залежей в разрезе продуктивного горизонта ЮВ₁.

Меловая система. Отложения этой системы имеют верхний и нижний отделы. В последнем выделяются: мегнионская, вартовская и др.; в первом: подурская, кузнецовская, ипатовская и др. свиты.

Нижний отдел

Мегионская свита – K1^{b+v}

Отложения данной свиты характеризуются переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов, а также песчаников. Пласты в нижней части обладают линзовидным строением.

Пласты БВ₁₀ и БВ₈ верхней части обнаруживаются в рамках большой площади Нижневартовского свода. Аргиллитовая пачка (порядка 30-40 метров) принимает роль своего рода покрышки для залежей БВ₈.

Мощность названной свиты достигает 200-220 метров.

Вартовская свита – K1^{h-br}

В структуре данной свиты обнаруживают себя подсвиты: ниже- и верхневартовская. Отложения первой формировались в преимущественно прибрежных, морских условиях. Для них характерно переслаивание песчаников, алевролиты. Толщина песчаных тел, нередко замещающихся аргиллитами, может достигать 30 метров. Все пласты подсвиты имеют промышленный нефтеносный статус (БВ₆-БВ₀).

Формирование пород верхней подсвиты помимо прибрежно-морских условий осуществлялось под влиянием также лагунных; для подсвиты характерно наличие и чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов (темно-серые, зеленоватых, серы, соответственно). В структуре нетрудно выделить группы АВ (песчаные пласты). Промышленные при этом следующие: АВ₈- АВ₂. Мощности рассматриваемой свиты достигает 400-450 метров.

Алымская свита – K1^a

Возраст отложений здесь – нижеаптский; выделяется пара пачек: нижняя (из серых мелкозернистых песчаников с прослойками алевролитов и аргиллитов (горизонт АВ₁), сформирована в прибрежно-морских условиях. Верхняя (25-30 метров) называется кошайской; сложена из глин (черных), что сформировались под влиянием глубоководных морских условий. Последние – надежная покрышка для АВ₁.

Совокупная мощность свиты – порядка 50 - 60 метров.

Верхний отдел

Покурская свита – K_{1-2}^{a+al+c}

Отложения покурской свиты, накапливаясь в континентальных условиях, представлены неравномерным чередованием сероцветных песчаников, алевролитов и глин. В разрезе преобладают песчаные пласты, которые не выдержаны по простиранию, часто сливаясь по разрезу, они образуют единую гидродинамически связанную систему. Песчаники высокопроницаемые, водообильные, рассматриваются как практически неиссякаемый источник водоснабжения в целях ППД (поддержания пластового давления) всех разрабатываемых месторождений.

Мощность свиты 700-750 м.

Верхний мел и палеоген – K_2

Верхнемеловые и палеогеновые отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами и только в олигоцене (чеганская и некрасовская свиты) морские осадки сменяются континентальными, которые сложены песками с прослоями глин.

Мощность верхнемеловых – палеогеновых отложений – 900-950 м.

Четвертичные отложения – Q

Сложены неравномерным чередованием серых песков с частыми прослоями буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей.

Мощность четвертичного комплекса – 30-50 м.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

В геологическом строении X месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

В тектоническом отношении X месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты, входящей в состав Урало-Сибирской платформы, в пределах центральной части X вала Нижневартовского свода.

Месторождение связано с группой локальных поднятий III порядка (Медведевское, X, Юго-Западное, Северо-Западное и другие), является многопластовым и имеет сложное геологическое строение, обусловленное невыдержанностью продуктивных пластов, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами.

Промышленная нефтеносность X месторождения связана с объектами мелового возраста ($AB_1, AB_2, AB_3, AB_4, AB_6, AB_7, AB_8^0, AB_8^1, BB_{0-1}, BB_2, BB_3, BB_4, BB_5, BB_6$ и BB_8), верхней юры ($ЮВ_1$ и $ЮВ_2$) и корой выветривания палеозойских отложений (M_1) (рисунок 1.2).

Основными объектами разработки являются горизонты AB_1 и BB_8 , содержащие, соответственно, 70,0 и 13,6 % начальных геологических запасов нефти месторождения (65,5 и 19,1 % извлекаемых).

Наименее изученным является пласт M_1 , связанный с зоной дезинтеграции известняков палеозойского фундамента в пределах Медведевского поднятия, расположенного в юго-восточной части площади, в связи с чем необходимо продолжить его доразведку (провести сейсморазведочные работы и при необходимости – бурение разведочных скважин).

Объекты $AB_1, AB_2, AB_3, AB_4, AB_6, AB_7, AB_8^0, AB_8^1, BB_{0-1}, BB_2, BB_3, ЮВ_1, ЮВ_2$ и M_1 отделяются друг от друга выдержанными глинистыми разделами.

Ниже дано краткое описание выделенных залежей в отдельности, а также приведены геолого-физические характеристики коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов (таблица 1.2).

Пласт M_1 . Залежь пласта M_1 выявлена на Медведевском поднятии, приурочена к коре выветривания палеозойского фундамента. Пласт залегает на глубине 2696 м, ВНК по залежи нефти принят на а.о. -2677 м. Залежь относится к неструктурному типу, литологически ограниченная. Тип коллектора – смешанный (трещинно-поровый). Пласт фациально изменчив. Размеры залежи составляют 0,9х3,0 км, высота – 22 м.

Пласт $ЮВ_2$. Отложения пласта $ЮВ_2$ приурочены к кровле тюменской свиты, залегают на глубине 2530 м и характеризуются сильной палеофациальной изменчивостью, не выдержаны как по площади, так и по разрезу месторождения. Залежь является массивной, тип коллектора – поровый.

Промышленная нефтеносность выявлена в пределах Медведевского поднятия. ВНК по залежи принят на а.о. -2484 м. Высота залежи составляет 29 м, размеры – 1,1х1,5 км.

Пласт $ЮВ_1$. Залежь в пласте $ЮВ_1$ выявлена на Медведевской площади, относится к массивному типу, коллектор поровый. Средняя глубина залегания составляет 2110 м. ВНК по залежи принят на а.о. -2447 м. Высота залежи достигает 52 м.

Пласт $БВ_8$. Пласт $БВ_8$ относится к валанжинскому ярусу, повсеместно распространен на территории месторождения и за его пределами. Промышленно нефтеносен на Х и Юго-Западном поднятиях. Выявлено две залежи: основная (в пределах первых двух поднятий) и юго-западная. Залежи относятся к массивному типу, коллектор порового типа, покрывкой служат глинистые породы мегнионской свиты мощностью 30 – 35 м.

Основная залежь. Средняя глубина залегания отложений составляет 2150 м. Наибольшие значения нефтенасыщенных толщин наблюдаются в присводовой части структуры. ВНК изменяется в пределах от -2125 до -2130 м. Геометрические размеры залежи составляют 4,5х6,0 км. Высота основной

залежи равна 52 м. В зависимости от сопряжения угла наклона пласта, его мощности, а также плоскости ВНК ширина водонефтяной зоны колеблется от 150 до 1000 м.

Юго-западная залежь. Средняя глубина залегания отложений составляет 2150 м. ВНК принят на а.о. от -2138 до -2142 м. Размеры залежи – 3,7х4,0 км; высота залежи – 23 м.

Пласт БВ₆. Пласт БВ₆ приурочен к отложениям вартовской свиты. Продуктивен на северо-западном поднятии. Литологически пласт представлен в верхней части однородными песчаниками, в нижней – переслаиванием песчано-глинистых пород. Нефтеносность установлена на Северо-Западном поднятии. Залежь пласта БВ₆ является массивной, коллектор поровый. Средняя глубина залегания отложений составляет 2040 м. ВНК колеблется на а.о. от -1992 до -2005 м. Высота залежи 14 м.

Пласт БВ₅. Пласт БВ₅ приурочен к отложениям вартовской свиты и представлен чередованием проницаемых и плотных пород. Две залежи нефти в пласте БВ₅ установлены на северо-западном поднятии. Они относятся к массивному типу. Средняя глубина залегания пород составляет 2030 м. ВНК принят на а.о. -1983 м. Размеры залежей составляют 4,0х2,5 км и 1,4х1,0 км; высоты, соответственно, равны 34 и 15 м.

На X поднятии нефтеносность отмечена только в скважине №500, где был получен приток воды с небольшим количеством нефти. Вероятно, в этом районе имеется залежь ограниченных размеров, приуроченная к песчаной линзе, подсчет запасов нефти по которой не производился.

Пласт БВ₄. Пласт БВ₄ приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически представлен переслаиванием песчаников и глин. Залежь нефти в пласте БВ₄ установлена только в пределах северо-западного поднятия. Залежь относится к массивному типу, тип коллектора – поровый. Средняя глубина залегания отложений составляет 1980 м. ВНК принят на а.о. -1966м. Размеры залежи равны 2,5х6,7 км, высота – 42 м.

Пласт БВ₃. Пласт БВ₃ стратиграфически приурочен к отложениям

вартовской свиты готерив-барремского возраста. Представлен песчаниками или чередованием песчано-глинистых прослоев. Залежи в пласте БВ₃ выявлены на X поднятиях, относятся к массивному типу. Средняя глубина залегания составляет 1940 м. ВНК колеблется на а.о. от -1916 до -1928 м. Высота залежей варьирует от 12 до 17 м.

Пласт БВ₂. Пласт БВ₂ стратиграфически приурочен к отложениям вартовской свиты и литологически представлен переслаиванием пропластков песчаников, алевролитов и глин. По латерали некоторые песчаные пропластки не выдержаны и довольно часто выклиниваются. Отложения пласта БВ₂ залегают на глубине 1930 м. ВНК варьирует на а.о. от -1876 до -1896 м.

Пласт БВ₀₋₁. Пласт БВ₀₋₁ приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически пласт представлен как однородными песчаниками, так и чередованием песчаников, алевролитов и глин. Залежи в пласте БВ₀₋₁ выявлены на X поднятиях, являются массивными, коллектор порового типа. Средняя глубина залегания составляет 1910 м. ВНК колеблется на а.о. от -1856 до -1864 м.

Пласт АВ₈¹. Стратиграфически пласт АВ₈¹ приурочен к отложениям вартовской свиты и литологически представлен однородными песчаниками, либо переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Залежь в пласте АВ₈¹ выявлена на восточном куполе X поднятия, является массивной, литологически экранированной. Средняя глубина залегания составляет 1880 м. ВНК принят на а.о. -1828 м.

Пласт АВ₈⁰. Пласт АВ₈⁰ представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Залежь в пласте АВ₈⁰ открыта в пределах X поднятия, является массивной. Средняя глубина залегания составляет 1870 м. ВНК колеблется на а.о. от -1813 до -1821 м. Размеры залежи равны 0,8х3,2км; высота достигает 13 м.

Пласт АВ₇. Пласт АВ₇ приурочен к отложениям вартовской свиты. Представлен переслаиванием песчаных и алевролито-глинистых пород. Залежь в пласте АВ₇ является массивной. Средняя глубина залегания отложений

составляет 1840 м. ВНК принят на а.о. -1810 м.

Пласт АВ₆. Пласт АВ₆ стратиграфически приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически представлен однородным проницаемым песчаником, который иногда в верхней части глинизируется. Залежь в пласте АВ₆ открыта на юго-восточном крыле X поднятия и является массивной. Отложения пласта вскрыты на глубине 1820 м. ВНК принят на а.о. -1778 м. Размеры залежи составляют 6,9х3,8 км; высота достигает 18 м.

Пласт АВ₄. Пласт АВ₄ приурочен к верхней половине вартовской свиты готерив-барремского возраста. В пласте АВ₄ выявлены две залежи нефти, связанные со сводовыми частями X поднятий. Они относятся к массивному типу. Отложения пласта вскрыты на глубине 1800 м. ВНК варьирует на а.о. от -1707 до -1713 м. Размеры залежи на X поднятии равны 11,0х1,7 км, на Советском – 3,0х1,2 км. Соответственно, высоты залежей составляют 10 - 12 и 12 – 14 м.

Пласт АВ₃. Как по площади, так и по разрезу пласт АВ₃ неоднороден. Отложения пласта вскрыты на глубине 1750 м. В пласте АВ₃ установлено семь залежей. Они приурочены к повышенным участкам X поднятий. Залежи являются массивными, иногда литологически экранированными. ВНК принят на а.о. -1671 м. Высота залежей достигает 22 м.

Пласт АВ₂. Пласт АВ₂ является продуктивным объектом на большей части территории месторождения X, за исключением Медведевского и Юго-Западного поднятий, где он водоносен. Пласт имеет сложное строение и представлен монолитными песчаниками, чередованием тонкослоистых песчано-глинистых пород, совместным залеганием монолитных песчаников и тонкослоистых песчано-глинистых пород. Средняя глубина залегания отложений составляет 1715 м. Залежь является массивной. Поверхность ВНК сложная. Принятые а.о. колеблются от -1649 до -1659 м. Высота залежи достигает 25 м.

Пласт АВ₁. Пласт АВ₁ (аптский и альбский яруса) является основным эксплуатационным объектом на данном месторождении, залегает на глубине

1700 м и представлен частым переслаиванием прослоев песчаников, алевролитов, глин и алевроглинистопесчаных пород общей толщиной от 16,2 до 41,5 м. Характерной чертой строения пласта является его высокая макронеоднородность, которая в верхней половине разреза усилена сложной текстурой пород и характеризуется повышенным содержанием глинистой составляющей. В соответствии с глинизацией разреза снизу вверх (при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость) коллекторские свойства пласта ухудшаются, это отражается на величине его нефтенасыщенности и гипсометрической поверхности ВНК, наиболее низко (в пределах а.о. -1655 м) она расположена в центральной части залежи. По направлению к внешнему контуру нефтеносности ВНК повышается до отметки -1645 м, иногда – -1638 м, т.е. поверхность контакта имеет сложную форму, близкую к корытообразной. Залежь является массивной. Размеры ее в плане составляют 30,0х17,5 км. Высота равна 54 м.

Таким образом, залежи продуктивных объектов БВ₈ и АВ₁ – наибольшие по площади и запасам на месторождении.

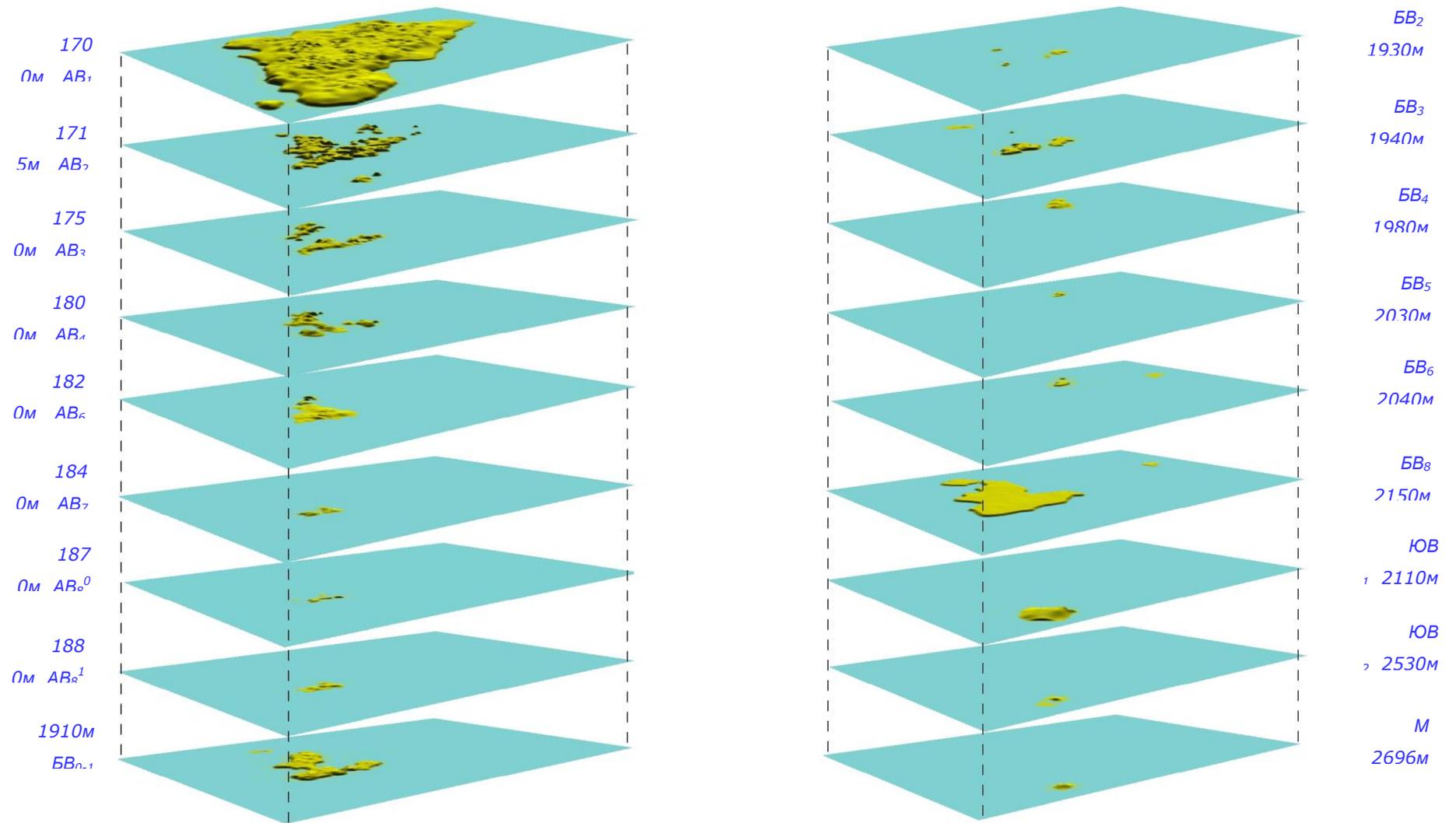


Рисунок 1.2 Схематичный геологический профиль месторождения

Таблица 1.2 - Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇	АВ ₈ ⁰	АВ ₈ ¹	БВ ₀₋₁	БВ ₂	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₆	БВ ₈	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литол.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол.огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	М ₀ -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	М ₁ -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³																		
керн	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика/КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл. т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	1650 (1636-1657)	1653 (1651-1658)	1684 (1673-1684)	1710 (1695-1714)	1775 (1764-1775)	1796 (1788-1797)	1819 (1816-1826)	1836	1857 (1857-1874)	1898 (1894-1898)	1911 (1911-1941)	1970	1976 (1970-1976)	2003 (2003-2051)	2127 (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

1.3 Сведения о начальных и текущих запасах нефти

Нефтяные запасы были утверждены ГКЗ несколько раз: в 65, 66, 70 и 84 гг. XX в. (протоколы №4548, 4986, 6071, 9445, соответственно). Крайний пересчет и ТЭО КИН был осуществлен в 2007 г. В этом же году он был утвержден.

Сопоставляя данные с балансовыми запасами, что утверждены ГКЗ 65, 70 и 84 гг. ($V+C_1$ – более 562 тыс. тонн, C_2 – более 46 тыс. тонн), с начальными балансовыми запасами, можно говорить, что категория $V+C_1$ увеличилась на почти 2% (в тыс. тонн – более 10,5). Прирост обусловлен преимущественно приращением площадей, а также приращением нефтенасыщенного коллектора. На основании данных параметров можно говорить, что прирост коллектора достиг 47%. При этом стоит отметить, что компенсирующими факторами стали следующие: уменьшение емкостных свойств, уточнения характеристик нефти.

Что касается категории C_2 : посредством сокращения площади запасы снизились втрое (убыток составил более 32 тыс. тонн).

В общем по месторождению в рамках категорий $V+C_1+C_2$ начальные балансовые запасы снизились на 3,5%. Что касается запасов газа: они снизились на 11 млн. кубометров. В таблице 1.3 приведены данных о запасах Советско-Соснинского месторождения.

Остаточные извлекаемы запасы этого месторождения по состоянию на начало 2015 г. наглядно представлены на рис. 1.3. Из него нетрудно обнаружить, что накопленный отбор с начала разработки составил более 172 тыс. тонн (отобрано порядка 69% начальных запасов). Остаточные запасы по состоянию на названую дату в рамках $V+C_1$ составили порядка 76 тыс. тонн. Обеспеченность месторождения при условии сохранения текущих темпов отбора оценивается в 38 лет.

Таблица 1.3 - Запасы нефти по X месторождению на 01.01.2015 г.

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₅	АВ ₇	АВ ₈ ⁰	АВ ₈ ¹	БВ ₁	БВ ₂	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₆	БВ ₈	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. эктан.	пл. литол.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол. огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.эктан.	пласт. свод. литол. огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M ₀ -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M ₁ -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² х10 ³																		
квн	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ПИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамич.КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл. тм ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, тм ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	<u>1650</u> (1636-1657)	<u>1653</u> (1651-1658)	<u>1684</u> (1673-1684)	<u>1710</u> (1695-1714)	<u>1775</u> (1764-1775)	<u>1796</u> (1788-1797)	<u>1819</u> (1816-1826)	1836	<u>1857</u> (1857-1874)	<u>1898</u> (1894-1898)	<u>1911</u> (1911-1941)	1970	<u>1976</u> (1970-1976)	<u>2003</u> (2003-2051)	<u>2127</u> (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф. нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газоудержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, тм ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

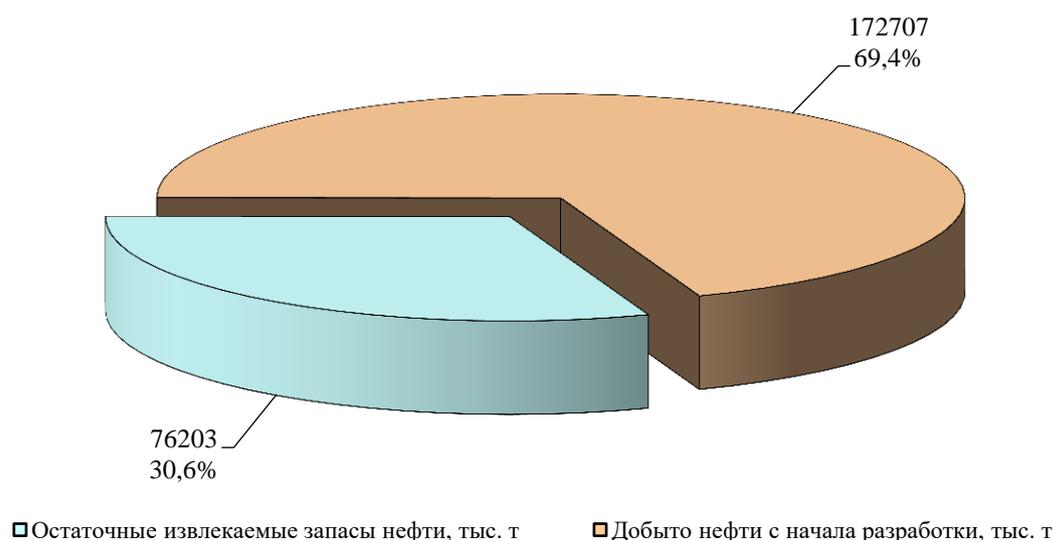


Рисунок 1.3 - Остаточные извлекаемые запасы нефти X, месторождения числящиеся на балансе ВГФ на 01.01.2015г.

1.4 Текущее состояние разработки месторождения

Объектами разработки являются горизонты АВ1, АВ2, АВ3, АВ4, АВ6, АВ7, АВ80, АВ81, БВ0-1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ5, БВ6, БВ8, Ю1, Ю2, М.

С начала разработки объем добычи жидкости составил 672390.0 тыс. т. Накопленная добыча нефти X месторождения на 01.01.2013 года составила 172706.7 тыс. т. Наибольшими накопленным отборами нефти характеризуются пласты АВ1 – 91066.9 тыс. т и БВ8 – 45709.8 тыс. т, на их долю приходится 79.2% от всей накопленной добычи нефти месторождения, остальные пласты являются объектами возврата. От начальных извлекаемых запасов по месторождению, числящихся на балансе ВГФ, отобрано 69.4%, текущий КИН – 0.301.

В 2015 году добыча жидкости по сравнению с 2014 годом увеличилась на 1203.0 тыс. т (4.8%) и составила 25080.4 тыс. т.

Добыча нефти по месторождению за 2015 год составила 2000.1 тыс. т, снизилась относительно 2014 года на 66.3 тыс. т (2066.4 тыс. т). Средняя обводненность добываемой продукции выросла на 0.7% и составила – 92.0%. Практически по всем пластам, кроме АВ1 (87.9%), БВ3 (89.3%) и ЮВ2 (83.3%), средняя обводненность продукции превысила 90% (АВ2 – 91.7%, АВ3 – 96.0%,

АВ4 – 97.1%, АВ6 – 96.6%, АВ7 – 96.6%, АВ81 – 96.7%, БВ0-1 – 96.3%, БВ4 – 93.5 %, БВ6 – 98.2%, БВ8 – 97.5% и ЮВ1 – 97.2%).

Среднесуточная добыча нефти относительно 2014 года снизилась до 5480 т/сут (5661 т/сут – 2011 г.). Средний дебит жидкости на одну действующую скважину за 2012 год незначительно увеличился и составил 94.3 т/сут (90.5 т/сут – 2011 г.). Из-за роста средней обводненности по месторождению средний дебит нефти на одну скважину уменьшился до 7.5 т/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению составил 0.8%.

Полученный объем добычи нефти в 2015 году в основном приходится на скважины, оборудованные ЭЦН (1677.0 тыс. т) и ШГН (257.5 тыс. т). В таблице 1.4 представлено распределение добычи нефти и жидкости по способам эксплуатации в целом по месторождению за 2015 год.

Таблица 1.4 - Распределение отборов нефти и жидкости месторождения по способам эксплуатации за 2015 год

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	AB ₁	AB ₂	AB ₃	AB ₄	AB ₅	AB ₇	AB ₈ ⁰	AB ₈ ¹	BB ₁₁	BB ₂	BB ₃	BB ₄	BB ₅	BB ₆	BB ₇	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литолог.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огранич.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол.огранич.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водо насыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M _г -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M _г -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² x 10 ⁻³																		
керн	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчетенность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл. т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	1620 (1636-1657)	1653 (1651-1658)	1684 (1673-1684)	1710 (1695-1714)	1775 (1764-1775)	1796 (1788-1797)	1819 (1816-1826)	1836	1857 (1857-1874)	1898 (1894-1898)	1911 (1911-1941)	1970	1976 (1970-1976)	2003 (2003-2051)	2127 (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

Эксплуатационный фонд добывающих скважин в 2015 году не изменился относительно 2014 и составил 893 скважины, действующий фонд добывающих скважин увеличился на 6 ед., составив 804 ед. (2014 г. – 798 ед.). Эксплуатационный нагнетательный фонд на 01.01.2015 г. составил 255 скважин, из них 215 ед. под закачкой.

Текущие показатели разработки X месторождения за 2015 год представлены в таблице 1.5. Динамика основных показателей разработки

месторождения и динамика фонда скважин месторождения представлены на
рисунках 1.4 и 1.5.

Таблица 1.5 - Текущее состояние разработки X месторождения за 2015 год

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																		
	АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇	АВ ₈ ⁰	АВ ₈ ¹	БВ ₀₋₁	БВ ₂	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₆	БВ ₈	Ю ₁	Ю ₂	М	
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695	
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литол.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. текст.экран.	пласт. свод. литол.огран.			
Тип коллектора	поровый																	трещинный	
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656	
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5	
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7	
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009	
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M ₀ -0.790	
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M ₁ -0.950	
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814	
Проницаемость, мкм ² х10 ⁻³																			
керна	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-	
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-	
гидродинамика/КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	-	
Коэффициент песчанности, доли ед	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45	
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4	
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90	
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5	
Плотность нефти в пласт. усл. т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840	
Абсолютная отметка ВНК, м	<u>1650</u> (1636-1657)	<u>1653</u> (1651-1658)	<u>1684</u> (1673-1684)	<u>1710</u> (1695-1714)	<u>1775</u> (1764-1775)	<u>1796</u> (1788-1797)	<u>1819</u> (1816-1826)	1836	<u>1857</u> (1857-1874)	<u>1898</u> (1894-1898)	<u>1911</u> (1911-1941)	1970	<u>1976</u> (1970-1976)	<u>2003</u> (2003-2051)	<u>2127</u> (2142-2127)	2452	2487	2690	
Объемный коэф нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187	
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59	
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5	
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8	
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3	
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266	
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562	
Коэффициент продуктивности, мЗ/сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-	

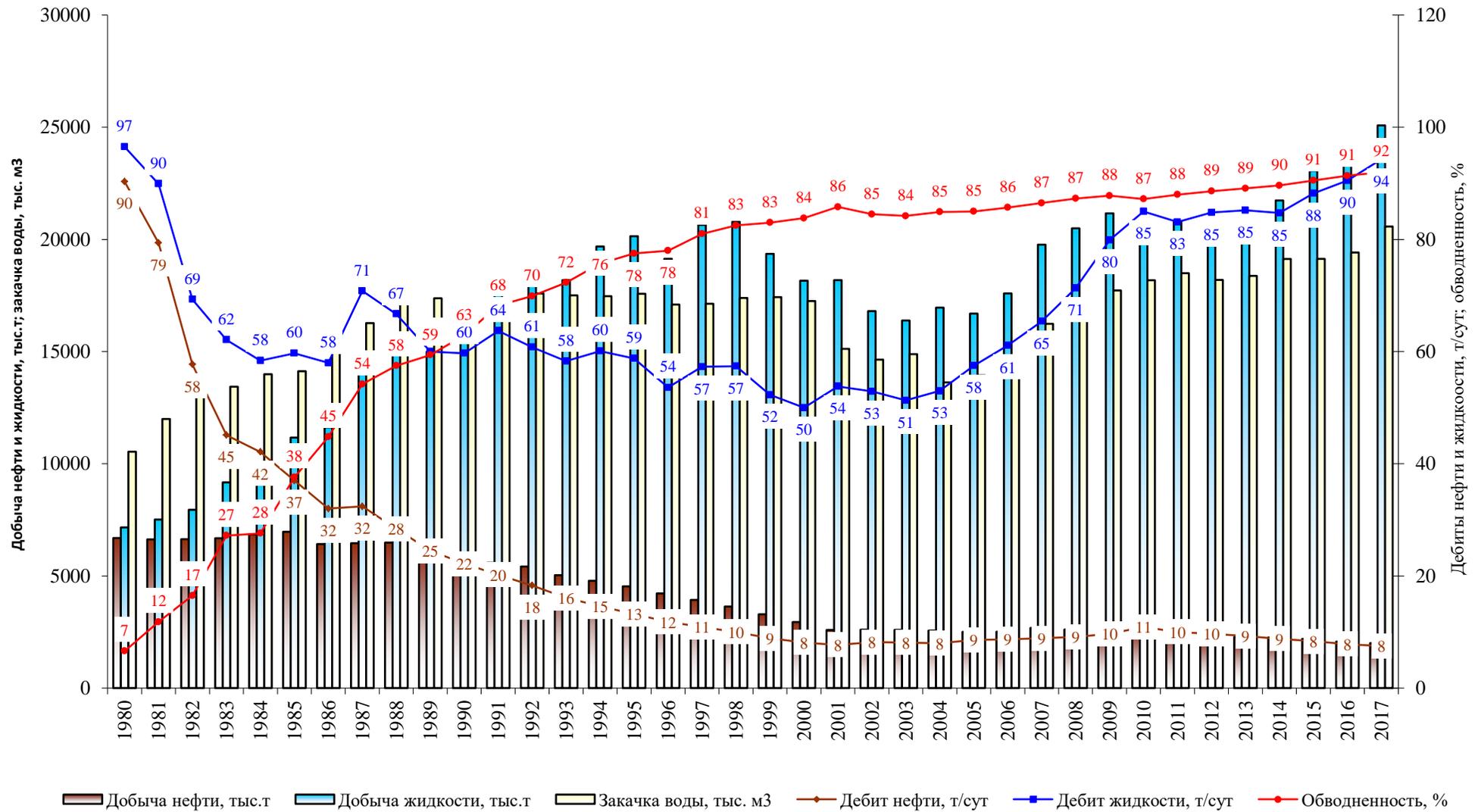


Рисунок 1.4 - Динамика основных показателей разработки месторождения

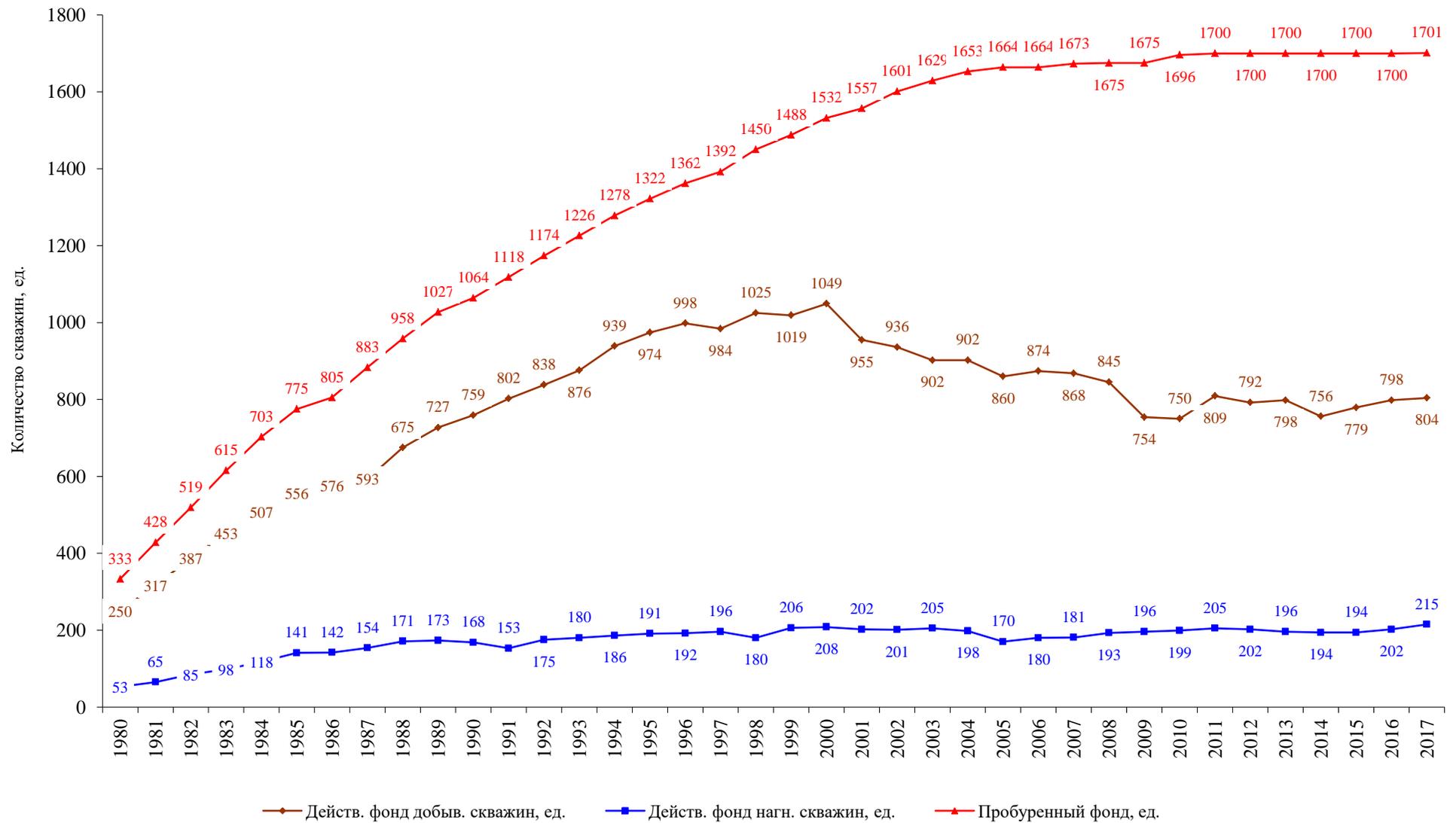


Рисунок 1.5 - Динамика фонда скважин месторождения

Для достижения проектных уровней добычи нефти в 2015 году были проведены следующие геолого-технические мероприятия: ГРП, переводы на другие объекты разработки, приобщения, ликвидации аварий, ремонтно-изоляционные работы, гидродинамические и физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов.

Всего на X месторождении проведено 201 геолого-техническое мероприятие, суммарная дополнительная добыча от проведения этих ГТМ составила 146.7 тыс. т нефти, в частности:

- Выполнены 9 скважино-операций ГРП (№№ 232, 375, 543, 717, 1012, 1509, 1589, 1756 и 3553), дополнительная добыча нефти составила 20.8 тыс. т. Средний прирост дебита нефти на одну скважину составил 9.3 т/сут. Не смотря почти на 100% успешность проведения ГРП в отчетном году, все скважины после ГРП работают с высокой обводненностью (в среднем 85.9%).

- Проведены 31 скважино-операция по обработке призабойных зон, дополнительная добыча нефти составила 15.2 тыс. т. По 30 операциям был получен положительный эффект, средний прирост дебита нефти на одну скважину составил 2.8 т/сут.

- Проведены 28 скважино-операций по доперфорации ранее не вскрытых и реперфорации уже вскрытых интервалов пласта, дополнительная добыча нефти составила 11.7 тыс. т. По 24 операциям был получен положительный эффект, средний прирост дебита нефти на одну скважину составил 2.2 т/сут.

- Обработано полимерными и гелеобразующими составами 7 участков (21 скважина), дополнительная добыча нефти от применения МУН составила 15.0 тыс. т.

- Выполнены работы по интенсификации добычи нефти на 45 скважинах, дополнительно добыто 27.0 тыс. т нефти. Средний прирост дебита нефти на одну скважину составил 3.7 т/сут.

– Применены форсированные отборы на 9 скважинах, дополнительно получено 3.8 тыс. т нефти.

– Проведены ремонтно-изоляционные работы на 30 скважинах, из них 23 успешно. Дополнительная добыча нефти по этим скважинам составила 14.6 тыс. т.

– В отчетном году на 17 скважинах были предприняты попытки ликвидировать аварии. Всего было выполнено 20 подходов к скважинам бригадами КРС, на скважину № 1728 – 3 раза, на скважину № 316 – два раза. На скважинах №№ 549, 1895, 763, 1728, 1079, 1447 и 316 аварии не были ликвидированы, по скважинам №№ 499, 1102, 2267, 914, 650, 758, 805, 1462, 2722 и 581 дополнительно получено 13.4 тыс. т нефти. Средний прирост дебита нефти на скважину составил 7.9 т/сут;

– За отчетный период выполнено 14 переводов на другие объекты разработки: скважины №№ 2261, 1727, 1089, 296, 3591, 778 и 1464 были переведены с нижележащих пластов на пласт АВ₁, скважины №№ 238, 1738Б, 1924 переведены на пласт АВ₂ с нижележащего пласта АВ₃, скважины №№ 1090 (с БВ₀₋₁) и 1091 (с АВ₁) переведены на БВ₃. Скважина № 3535 была переведена с пласта АВ₆ на пласт АВ₃+АВ₄, скважина № 1844 была переведена в эксплуатацию с пласта АВ₃+АВ₄ на пласт АВ₁+АВ₂. Также выполнено 2 приобщения пластов: в скважинах №№ 187 и 3587 к пласту АВ₁ был приобщен пласт АВ₂. Дополнительная добыча от проведения данных мероприятий в 2015 году составила 22.4 тыс. т нефти.

В 2015 году в добычу введено 2 новые скважины.

▪ Скважина 778 была переведена из пьезометрического фонда пласта БВ₈, в нефтяной фонд на пласт АВ₁. скважина была запущена в октябре с дебитами по нефти/жидкости – 6.9 т/сут / 18.0 т/сут при обводненности 61.8%. Добыча нефти за отчетный период составила 488 т.

▪ Горизонтальную скважину № 2252 ввели в добычу из бурения в ноябре со средними дебитами нефти / жидкости – 52.4 т/сут / 62.6 т/сут при обводненности 16.2%. На 01.01.2013 г. скважина добыла 2.3 тыс. т нефти.

– Продолжается эффект от 208 ГТМ (ГРП, ЗБС, МУН) проведенных в предыдущие годы, по которым дополнительная добыча нефти за 2013 год составила 440.8 тыс. т.

С начала разработки на 01.01.2016 г. для поддержания пластового давления закачано 640389.6 тыс. м³ воды. В 2015 году было закачано 20574.9 тыс. м³ воды, что на 1159.9 тыс. м³ больше прошлогоднего показателя.

Закачка воды осуществлялась по 9 пластам: АВ₁ (15227.4 тыс. м³), АВ₂ (192.1 тыс. м³), АВ₃ (933.8 тыс. м³), АВ₄ (1286.6 тыс. м³), АВ₆ (1238.6 тыс. м³), БВ₀₋₁ (511.4 тыс. м³), БВ₃ (133.5 тыс. м³), БВ₄ (166.4 тыс. м³), БВ₈ (885.1 тыс. м³). Основной объем закачки приходится на пласт АВ₁, по которому ведется основной отбор жидкости. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой в целом по месторождению составила 81.8%, накопленная – 86.4%. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 272.0 м³/сут, по сравнению с прошлым годом увеличилась (на 5.8 м³/сут).

В целях контроля за разработкой X месторождения АО «Томскнефть ВНК» в 2015 году проводился комплекс гидродинамических, промысловых и промыслово-геофизических исследований скважин, составленный исходя из требований утвержденного «Обязательного комплекса по контролю за разработкой».

В таблице 1.6 представлены плановые и фактические объемы исследований на X месторождении по видам работ за 2015 год. Результаты гидродинамических исследований скважин месторождения в 2015 году представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.6 - Выполнение обязательного комплекса по контролю за разработкой X месторождения в 2015 году

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	AB ₁	AB ₂	AB ₃	AB ₄	AB ₅	AB ₇	AB ₈ ⁰	AB ₈ ¹	BB ₀₁	BB ₂	BB ₃	BB ₄	BB ₅	BB ₆	BB ₈	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран	пл. литолог.огран.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол.огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M _г -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M _г -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² х10 ³																		
кern	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика/КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	-
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл, т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	<u>1650</u> (1636-1657)	<u>1653</u> (1651-1658)	<u>1684</u> (1673-1684)	<u>1710</u> (1695-1714)	<u>1775</u> (1764-1775)	<u>1796</u> (1788-1797)	<u>1819</u> (1816-1826)	1836	<u>1857</u> (1857-1874)	<u>1898</u> (1894-1898)	<u>1911</u> (1911-1941)	1970	<u>1976</u> (1970-1976)	<u>2003</u> (2003-2051)	<u>2127</u> (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

Гидродинамические исследования на месторождении, объект AB₁ и BB₃ в 2014 году выполнены в объеме 8 исследований методом кривой восстановления уровня (КВУ) на добывающих скважинах и 10 исследования методом кривой падения давления (КПД) на нагнетательной скважине.

По расчетным параметрам в зоне дренирования исследуемой добываемой скважины в северной части месторождения (куст 93) при обводненности продукции скважин 68% проницаемость пласта АВ₁ равна от 0.76 мД, коэффициент продуктивности 0.1 м³/сут/атм.

В центральной части месторождения (кусты 82, 115, 135 и 205) при обводненности продукции скважин 49-86% проницаемость пласта АВ₁ составила 3.84-19.0 мД, коэффициент продуктивности 0.26-0.46 м³/сут/атм.

В южной части месторождения (кусты 77А, 52 и 59) при обводненности продукции скважин 66-70% (обводненность скважины № 1090 – 96%) проницаемость пласта АВ₁ определена от 1.04 до 4.79 мД (проницаемость пласта БВ₃ равна 1.37 мД), коэффициент продуктивности 0.08-0.53 м³/сут/ат

Пластовое давление на дату исследования в зоне дренирования добывающей скважины в пределах северной части месторождения составляет 168.5 атм (куст 93), в центральной части месторождения пластовое давление на дату исследования в зоне дренирования добывающих скважин составляет 125.7-175.4 атм (кусты 205, 82, 115 и 135 соответственно), в южной части месторождения пластовое давление на дату исследования в зоне дренирования добывающих скважин составляет 158.5-203.1 атм (кусты 59, 52 и 77А). Скин-фактор на скважинах в среднем составил -0.2.

По расчетным параметрам в зоне дренирования исследуемых нагнетательных скважин в северной части месторождения (кусты 257Б, 206, 248 и 242) проницаемость пласта в среднем определена 4.5 мД (проницаемость в скважине № 2416 равна 378 мД), коэффициент приемистости 1.73 м³/сут/атм. Пластовое давление на соответствующие даты исследования составляет 141.3-185.5 атм. В центральной части месторождения (кусты 82 и 16А) проницаемость пласта определена 2.92-3 мД, коэффициент приемистости 0.91-1.2 м³/сут/атм. Пластовое давление составляет 182.9-187.8 атм. В южной и восточной части месторождения соответственно (кусты 183 и 143) проницаемость пласта определена 7.8-14.9 мД.

Таблица 1.7 - Результаты гидродинамических исследований скважин
месторождения в 2015 г.

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	AB ₁	AB ₂	AB ₃	AB ₄	AB ₅	AB ₇	AB ₈ ⁰	AB ₈ ¹	BB ₀₋₁	BB ₂	BB ₃	BB ₄	BB ₅	BB ₆	BB ₈	Ю ₁	Ю ₂	M
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литол.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол.огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M _п -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M _п -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² x 10 ⁻³																		
керн	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °C	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл, т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	1650 (1636-1657)	1653 (1651-1658)	1684 (1673-1684)	1710 (1695-1714)	1775 (1764-1775)	1796 (1788-1797)	1819 (1816-1826)	1836	1857 (1857-1874)	1898 (1894-1898)	1911 (1911-1941)	1970	1976 (1970-1976)	2003 (2003-2051)	2127 (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф. нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59	
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

2 ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

2.1 Основные факторы влияющие на полноту извлечение нефти из пласта

Извлечение нефти водой из пластов характеризуется высокой сложностью. Пласты – это в общем случае сложнейший гидродинамические комплексы, являющиеся при этом неоднородными по ряду показателей, среди которых проницаемость, пористость и т. п.

Множество популярных ГТМ предполагают исключение одной из ключевых причин понижения продуктивности вытеснения. Среди этих причин: капиллярное удержание нефти в порах, неблагоприятное соотношения подвижностей вытесняющего агента и нефти, неоднородность коллектора. Такие причины в качестве исключительных методов, которые нередко реализуются на практике, служат цели повышения вытеснения (закачка газов, ПАВ и т. п.) или для охвата пластов вытеснением (закачка полимеров, смесей воды и газа и т. п.).

Ключевые факторы, определяющие величину коэффициента охвата пласта вытеснением, в данном контексте: соотношение вязкостей нефти и воды, неоднородность, расчлененность.

Неблагоприятное соотношение и неоднородность – причины, обуславливающие неравномерность продвижения воды по отдельно взятым к рассмотрению пропласткам и зонам. В итоге колоссальные площади остаются вне процесса вытеснения, то есть не охватываются им.

Коэффициент вытеснения нефти описывает продуктивность вытеснения нефти водой. Факторы, оказывающие непосредственное влияние на коэффициент, следующие: соотношение вязкостей, неоднородность среды, избирательная смачиваемость.

Рядом экспериментально-аналитических работ определено следующее: продуктивность вытеснения в данном контексте во многом определяется соотношением капиллярных и гидродинамических сил в области вытеснения. Вместе с тем стоит отметить, что извлечение нефти зависит во многом от поверхностных явлений – процессов взаимодействия нефти и воды, пористой среды в областях контакта. Это становится причиной того, что в некоторых промытых водой зонах пласта сохраняется колоссальное количество нефти, а коэффициент извлечения не превышает 70% в общем случае.

Нефтенасыщенность и особенности распределения ее в различных зонах пласта не подвергаются вытеснению, значит, в промытых областях различны.

Так, в областях, обойденных водой, начальные насыщенности и нефтераспределение, что также касается и воды, неизменны. Нефть – непрерывная фаза, что при условии проникновения в определенную область агента вытеснения приобретает подвижное состояние. В промытых областях насыщенность относительно небольшая, и остатки нефти при условии существующих в пластах условиях градиента давления сохраняет неподвижность.

Основываясь на данных, касающихся движения фаз в пористых условиях, можно говорить, что извлечение нефти из пласта делится на три следующих друг за другом стадии. В первую очередь ключевая доля нефти представляется в качестве связной фазы, что движется единым потоком. По мере извлечения начальный комплекс делится на несколько сопряженных потоков, своеобразных зон, что являют собой отдельные обособленные зоны нефти. При этом определенная доля целиков сохраняет неподвижность. При последующей разработке доля сопряженных потоков снижается, происходит возрастание доли целиков, в структуре которых преобладают неподвижные; предельное состояние пласта характеризуется наличием нефти в виде

неподвижных целиков, что и становятся определяющими для нефтеотдачи.

Существенную роль в длительности каждого этапа играет начальная водонасыщенность пласта: для низкой начальной водонасыщенности весьма длительно движение связной фазы, для высокой начальной водонасыщенности разделение первоначально связной нефти происходит достаточно быстро.

С этих позиций просматриваются общие свойства разнообразных по физико-химической природе методов увеличения нефтеотдачи. С определенной условностью все многообразие этих методов можно разделить на два класса: методы, улучшающие вытеснение и снижающие образование целиков нефти; методы, увеличивающие подвижность целиков. Определяющей причиной образования и удержания целиков нефти является действие капиллярных сил или, более общее, поверхностное взаимодействие пластовой жидкости и породы. Поэтому ГТМ, направленные на достижение данной цели, должны воздействовать на смачиваемость породы. К первому типу методов могут быть отнесены гидродинамические, включая гелевые системы, полимерное заводнение, и тепловые, ко второй – все остальные.

Процесс вытеснения нефти в пористой среде имеет фрактальный (пальцеобразный характер), даже в изотропном пористом материале. Наличие неоднородности усиливает этот процесс. Методы, отнесенные к первому классу, снижают фрактальную размерность процесса, уменьшая вероятность нарушения сплошности потока и тем самым образования целиков. Методы второго класса, в первую очередь, влияют на изменение смачиваемости породы.

2.2 Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

Такая классификация – предмет многочисленных споров, что обусловлено развитием представлений о пластах и о методах извлечения нефти. Ключевые принципы такой классификации можно представить следующим перечнем:

1. По стадии применения.
2. По разновидности вытесняющих агентов.
3. По принципу действия и т. п.

Классификация МУН по стадии разработки

На основании международной классификации первичным механизмом стоит считать основанный на естественной энергии пласта. Речь о водонапорности, упругости, гравитационном подходе и их совокупностей (табл. 2.1). Любой из методов, что базируется на нагнетании продукции пластов – воды и газа, что также касается пресной воды, определены в качестве категорий вторичных методов. В российской практике такие методы отнесены к методам поддержания пластового давления (ППД) посредством нагнетания воды или газа. Очевидно, что такие методы должны быть дополнены методом нагнетания нефти, относительно недорогой вязкой и т. п. Подобные подходы не обуславливают существенные изменения физико-химических свойств пластовых процессов.

Третичными методами (МУН) стоит считать такие, что базируются на модификации вторичного механизма, что также справедливо для методик, применяющих обособленные физико-химические, микробиологические средств и т. п., либо совокупности таких средств. Можно говорить о том, что на долю таких методов приходится широкий спектр технологий, базирующихся на введении реагентов в любом из видов (жидкий, газообразный и т. п.). Эти реагенты при этом должны быть отличны агентов природного происхождения. Допускается нагнетание в прямом виде, а также

введение с агентами вторичных методов действия. Таким образом, нетрудно добиться разительных изменений пластовых процессов. Речь о:

- физическом изменении плотности, вязкости и т. п.;
- химических реакциях с породой, флюидами;
- биохимической генерации продуктов жизнедеятельности микроорганизмов.

Классификация по масштабу воздействия

Извлечение нефти во много зависит от ряда характеристик, описывающих действие на пласт и его флюиды в макро- и микромасштабе. В последнем случае процесс в количественном выражении оценивается посредством коэффициента вытеснения – K_v , а в первом – через коэффициент охвата вытеснением – $K_{охв}$. Дополнительно необходимо и крайне важно, нужно вводить прочие коэффициенты, например, $K_{сет}$ – коэффициент сетки и т. п. Результаты миромасштаба целесообразно сопоставлять и переносить на масштабы разрабатываемого объекта в целях определения коэффициента нефтеизвлечения – $K_{ни}$ с учетом выполнения условий уравнения (1), что детализировано В. Н. Щелкачевым с опорой на показатели сетки (2).

$$K_{ни} = K_v * K_{охв} \quad (1);$$

$$K_{ни} = K_v * e^{-\alpha S} \quad (2);$$

где: здесь α – коэффициент, описывающий снижение нефтеизвлечения при условии разрежения скважин (кв. км.);

S – плотность сетки (кв. км. на скважину).

Классификация методов повышения нефтеотдачи по типу вытесняющего агента.

Таблица 2.1- Классификация МУН по виду вытесняющего агента.

№	Процессы	Вытесняющий агент	Детализация агента
1	Газовые	Углеводородные газы	
		Воздух	
		Инертные газы	Азот
		Углекислый газ	
		Газы горения	Азот, углекислый газ
2	Физико-Химические	Кислоты	Соляная, серная, плавиковая
		Щелочи	Гидрооксиды натрия, калия
		Полимеры	Органические, не органические
		ПАВ	
		Микробиологическое воздействие	Биополимеры, продукты жизнедеятельности интродуцированной пластовой микрофлоры, продукты жизнедеятельности естественной пластовой микрофлоры
3	Гидродинамические	Барьерное заводнение на газовых залежах	
		Нестационарное циклическое заводнение	
		Форсированный отбор жидкости	
		Ступенчато-термальное заводнение	
4	Тепловые	Горячая вода	
		Пар	
		Продукты и процессы внутрипластового горения	Сухое, влажное, сверхвлажное
5	Физические	Волновые	Сверхвысокочастотные (СВЧ), акустические, сейсмические
		Горизонтальные скважины	
6	Комбинированные	Газ, вода	Углеводородные газы, углекислый газ
		Газ, раствор ПАВ	Пена
		Щелочь, полимер, ПАВ	
		Кислотный ГРП	Соляная кислота

2.2.1 Тепловые методы

В настоящее время теоретические исследования и промышленные работы по тепловым методам повышения нефтеотдачи ведутся по трем основным направлениям:

- воздействие нагнетанием теплоносителей;
- воздействие внутрипластовым фронтом горения;
- растворение нефти водой с высокими термодинамическими параметрами.

Возможность и целесообразность применения каждого из вышеназванных методов на конкретных объектах зависит, от свойств пластовой нефти, глубины залегания пластов, а также от особенностей геологического строения залежи (проницаемости, пористости, нефтенасыщенности и др.).

Закачка теплоносителей.

Осуществление методики базируется на включении в пласт тепловых источников с поверхности. В качестве теплоносителей в таком случае могут использоваться пар и горячая вода. Метод в общем случае применяется в целях разработки залежей высоковязких нефтей (свыше 50 мПа/с). Для таких видов нефтей заводнение не является целесообразным. Также метод применяется в целях увеличения КИН из залежей высокопарафинистых нефтей с целью исключения выпадения парафина. Методика дает возможность повысить КИН до 0,6 и выше.

Продуктивность методики обусловлена снижением вязкости пластовой нефти, а также снижением дистилляции в зоне пара и т. п. Выбор залежи с подходящими данными для применения метода на основании ГПМ обусловлен преимущественно необходимостью формирования условий для минимизации теплотерь по мере перемещения носителя по скважине и далее по пласту. Глубина залегания в общем случае ограничена значением в 1 км., что обусловлено минимизацией риска утечек тепла через ствол

нагнетательной скважины. При этом приемлемая мощность нефтенасыщения оценивается в 10-40 метров. При условии, что она меньше, может возникнуть ситуации высоких потерь тепла, утечки его в породы, что покрывают и подстилают продуктивный пласт. Из всего описанного можно сделать вывод, что выбор объектов для использования теплоносителей должен быть обусловлен лимитом теплопотерь в скважине и пласте.

Внутрипластовое горение.

Метод основан на склонности пластовой нефти ко вступлению в реакции с вводимым воздухом. Они в общем случае сопровождаются выделением тепла. Метод предполагает генерацию тепла посредством инициирования горения у забоя, а также через перемещения фронта горения по пласту при условии нагнетания воздуха. Для залежей могут использоваться такие методы:

- прямоточное горение сухое;
- прямоточное горение влажное.

Это способствует повышению коэффициента извлечения при условии снижения расхода воздуха).

Описанные методы можно применять для залежей, что расположены не глубже 1,5-2 км. Вязкость нефти в них должна быть не менее 10 и не более 1000 Мпа/С. Проницаемость при этом должна превышать 0,1 микрометра, а насыщенность – 30%. Мощность также должна быть в рамках определенного предела – свыше 3-4 метров.

2.2.2 Физико-химические методы

Группа физико-химических методов базируется на закачке в продуктивные пласты водных растворов с содержанием химических веществ до 0,02-0,2%. Закачка осуществляется в объеме от 10 до 30% от совокупного объема пустот. Цель – формирование оторочки, что будет вытеснять нефть. После оторочка перемещается посредством последующей закачки обыкновенной воды, что принимает роль агента.

Группа методов может использоваться при аналогичной плотности скважин, необходимой для заводнения. Так, во многом может быть расширен диапазон вязкости и состав нефти, натяжение между фазами, свойства пористой среды и т. п.

В результате применения методов заводнения достигаются высокие темпы разработки нефтяных месторождений и коэффициенты извлечения нефти. Однако из-за неоднородности коллекторских свойств пласта и насыщающих его флюидов происходит неравномерная выработка объекта, сопровождающаяся преждевременным прорывом воды в добывающие скважины по высокопроницаемым каналам. В этих условиях остаются невовлеченными в разработку большие запасы нефти, сосредоточенные в менее проницаемых пластах, т.е. достигается низкий охват залежи заводнением. Добывающие скважины нередко обводняются полностью, система заводнения становится неэффективной, поскольку закачиваемая вода двигаясь по уже промытым зонам, не совершает полезной работы.

В однородном пласте при симметричной схеме расстановки скважин поток жидкости, и первую очередь, формируется по прямой до нефтяной скважины, где градиент давления будет наивысшим. При этом лишь часть пласта между нагнетательной и добывающими скважинами остается заводненной. Эта заводненная часть пласта и определяет площадной коэффициент заводнения (охвата пласта заводнением). В реальных условиях

при разработке неоднородных пластов имеет место неоднородность, как по простиранию, так и по разрезу коллекторов. За рубежом и в отечественной нефтепромысловой практике используется множество методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов, позволяющих прирастить извлекаемые запасы за счет повышения охвата пласта воздействием. В большинстве это использование полимерных и других химических реагентов, изменяющих в пластовых условиях свое фазовое состояние, вязкостные или структурно-механические свойства. В последнее время широкое распространение среди полимерных материалов за рубежом получили биополимеры.

Заводнение с применением полимеров.

Наиболее подходящим для этого процесса считается раствор полиакриламида (ПАА) с применением известкового способа нейтрализации. Добавление ПАА к закачиваемой воде увеличивает ее вязкость, а значит уменьшает относительную вязкость пластовой нефти. Это тем самым повышает устойчивость раздела между водой и нефтью, способствуя повышению вытесняющих свойств воды и более полному вовлечению запасов залежи в разработку. Метод рекомендуется для залежей с высокой вязкостью пластовой нефти – 10-50 мПа.с, большой проницаемостью пород-коллекторов – более 0,1 мкм, низкой глинистостью коллекторов (не более 8-10 %), при условии что температура пласта не превышает 70-90 С.

В отечественной нефтепромысловой практике наиболее широкое применение получили полимеро-дисперсные системы (ПДС) и вязкоупругие составы. Удельная технологическая эффективность ПДС, как показали результаты опытно-промышленных закачек, достигает до 10-11 тыс. т. дополнительно добытой нефти на один участок воздействия. Высокую эффективность проявляют и вязкоупругие растворы. Однако эти методы не применимы в условиях низкопроницаемых пластов. Объясняется это

большими размерами частиц глинопорошка (компонента ПДС), превышающими размеры пор низкопроницаемых коллекторов.

Заводнение с ПАВ.

Судя по эксплуатационным данным, добавка ПАВ в нагнетаемую воду улучшает отмывающие свойства воды: снижается поверхностное натяжение воды на границе с нефтью, уменьшается краевой угол смачивания, капли нефти легче деформируются, благодаря чему уменьшается работа на проталкивание их через сужение пор, возрастает скорость течения их в пласте.

Водные растворы ПАВ улучшают отмывающую способность по отношению к нефти, покрывающей поверхность породы тонкой пленкой на гидрофобных участках, способствуя разрыву пленки и диспергированию нефти в водной фазе. В результате действия этих факторов увеличиваются фазовые проницаемости пористой среды для нефти и воды, также увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Технология применения метод весьма простая. Метод является улучшенным вариантом обычного заводнения. Повышение эффективности достигается добавлением в закачиваемую воду ПАВ в определенной небольшой концентрации (около 0,05%), которая выбирается в зависимости от свойств пласта, насыщающих его жидкостей и свойств самого ПАВ, обеспечивающего наименьшее поверхностное напряжение между нефтью и водой.

Концентрация раствора ПАВ неионогенного типа изменяется от 0,02 - 0,1 %. Объем закачиваемых растворов с малой концентрацией химических реагентов может быть равным 0,5 - 1 объема пор дренируемой части пласта.

Метод рекомендуется для залежей с водонасыщенностью пласта не более 15% (с учетом способности реагента к селективной адсорбции на стенках водонасыщенных пустот породы), при вязкости пластовой нефти 5 -

30 мПа.с, проницаемости пласта выше 0,03 - 0,04 мкм, температуре пласта до 70 °С.

Большим преимуществом метода по сравнению с другими является возможность его применения в широких промышленных масштабах при малых капитальных вложениях на обустройство. Его можно с успехом применять в комбинации и с другими методами, например с полимерным заводнением, с периодической закачкой газа, с циклическим заводнением и переменной направлением фильтрационных потоков, возможно также сочетание метода с щелочным заводнением.

Щелочное заводнение.

Главной особенностью растворов щелочей является их способность в контакте с нефтью, содержащей органические кислоты (особенно нафтеновые), снижать поверхностное натяжение до сотых и тысячных долей мН/м. В этом случае происходит омыление этих кислот с образованием ПАВ. Снижение поверхностного натяжения способствует диспергированию нефти в пласте, в результате чего снижается подвижность вытесняющего агента и уменьшается вероятность его прорыва. Это явление способствует повышению охвата пласта, особенно в неоднородных коллекторах снижает текущую обводненность и увеличивает конечную нефтеотдачу.

В качестве щелочного агента могут применяться: каустическая сода, кальцинированная сода, силикат натрия, аммиак.

Эффективность данного метода зависит от активности нефти. Содержание органических кислот должно быть не менее 0,3 %, а кислотное число не менее 0,2. В противном случае этот метод не эффективен.

Применение щелочного заводнения основывается на изменении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых интервалов за счет осадка, образуемого при воздействии гидроксида натрия (щелочи) с солями кальция и магния, содержащихся в пластовой воде.

Технология применения заключается в закачке 1 % раствора щелочи в объеме 25 - 50 % порового пространства.

Мицеллярное заводнение.

Данный метод предусматривает нагнетание в пласт в качестве вытесняющего агента мицеллярного раствора (в объеме около 10 % от порового пространства залежи), узкую оторочку которого перемещают широкой оторочкой буферной жидкости – раствора полимера, а последнюю рабочим агентом – водой. Состав мицеллярного раствора: легкая углеводородная жидкость, пресная вода, поверхностно-активные вещества, стабилизатор. Раствор представляет собой микроэмульсию, состоящую из агрегатов (мицелл), молекул воды и углеводов. Эти коллоидные системы высокодисперсные, оптически прозрачны, несмотря на содержание диспергированной фазы от 40 до 80 %.

В состав мицеллярных растворов входят основные ПАВ – чаще всего нефтяные сульфонаты, вспомогательные ПАВ, которыми чаще всего являются алифатические спирты и, в частности, изопропиловый спирт.

Сущность вытеснения нефти мицеллярными растворами может быть представлена следующим образом. Мицеллярный раствор, закачанный в модель обводненного образца, образует и движет перед собой водонефтяной вал, размер которого увеличивается по мере продвижения по пласту. Нефтенасыщенность в зоне водонефтяного вала примерно постоянна и составляет в зависимости от условий 50 - 60 %.

Первоначально из модели пласта вытесняется только вода, затем водонефтяной вал. При этом вытесняется 90 - 95 % содержавшейся в пласте воды и около 80 % остаточной нефти.

Содержание ПАВ в мицеллярном растворе составляет 5 - 10 %, и это обуславливает высокую стоимость вытесняющего нефть агента. Поэтому мицеллярное заводнение возможно лишь при условии, что технологический эффект достигается при малом размере оторочки.

Наиболее эффективными будут мицеллярные растворы, не смешивающиеся с водой и нефтью, но имеющие на границе с ними крайне низкое межфазное поверхностное натяжение, обеспечивающее полное вытеснение мицеллярным раствором воды и нефти, насыщавших пласт, и, в свою очередь, вытеснение оторочки мицеллярного раствора следующей за ней водой. Сохранность водонефтяного вала, а также целостность оторочки мицеллярного раствора зависят также от соотношения подвижностей водонефтяного вала, оторочки мицеллярного раствора и продвигающей оторочку жидкости. Для сохранения оторочки мицеллярного раствора от разрушения подвижность продвигающей ее воды снижается растворением в ней полимера. Большая часть известных в настоящее время мицеллярных растворов разрушается при контакте с пластовыми водами. Для предотвращения этого контакта рекомендуется закачивать мицеллярные растворы в пласты, промытые пресной водой. Во всех случаях перед нагнетанием мицеллярного раствора в пласт необходимо закачивать предоторочку воды с минерализацией, равной минерализации водной фазы мицеллярного раствора.

Метод предназначается в основном для извлечения остаточной нефти из заводненных пластов. Рекомендуемая проницаемость пластов более $0,1 \text{ мкм}^2$, остаточная нефтенасыщенность более 25 – 30 %, вязкость пластовой нефти 3-20 мПа*с, температура пластов 70 - 90 °С.

Заводнение с применением кислот.

Повышение охвата пластов воздействием достигается и при использовании нефтевытесняющих агентов – серной кислоты и тринатрийфосфата в условиях пластов с минерализованными водами. При их закачке также образуются нерастворимые в воде осадки гипса (сульфатов) и фосфатов кальция и магния. Анализ результатов экспериментальных исследований, испытаний и внедрения методов, основанных на кольматировании высокопроницаемых зон пластов, показывает, что

длительность эффекта незначительна. Это объясняется недостаточно высокими структурно-механическими свойствами осадка его способностью претерпевать усадку вследствие плотной упаковки «малых частиц» осадка, т.е. кристаллизации и размыву в объеме пористой среды в условиях дренирования пласта при заводнении.

Несомненным преимуществом этих методов является то, что используемые реагенты, являясь гомогенными маловязкими средами, имеют хорошие фильтрационные свойства и могут создавать высокопротяженные потокоотклоняющие зоны.

Закачка полимер-дисперсной системы.

Сущность технологии заключается в том, что в промытые зоны пластов чередующимися порциями закачиваются низкоконцентрированный раствор ПАА и глинистой суспензии. В результате блокирующего действия полимера и адсорбции его на стенках пор происходит осаждение глинистой суспензии с образованием устойчивой к размыву массы, снижающей проницаемость пласта в размывных зонах, что приводит к выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин.

Закачка тринатрийфосфата (ТНФ).

Технология повышения нефтеотдачи частично-заводненных пластов путем применения тринатрийфосфата включает закачку в пласт оторочки раствора ТНФ и продвижение закачанной оторочки по пласту путем нагнетания воды. Действие ТНФ основано на улучшении смачиваемости породы вытесняющей водой и увеличения кажущейся вязкости воды за счет образования в зоне вытеснения суспензии малорастворимых детофосфатов кальция и магния.

Закачка алкиллированной серной кислоты (АСК).

Алкиллированная серная кислота – промышленные отходы производства алкиллирования предельных углеводородов, содержащие 80-85 % серной кислоты. Метод основан на комплексном воздействии кислоты

на минералы пласта, пластовую воду, а также на нефть. При контакте серной кислоты с минералами скелета пласта и солями пластовой воды происходит увеличение кажущейся вязкости воды, что приводит к перераспределению закачиваемой воды в неохваченные вытеснением пропластки и зоны.

Применение КМЦ с глинистой суспензией (КГС).

Технологический процесс заключается в закачке низкоконцентрированных суспензий бентонитовой глины в растворах натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) в водопромытые или слабонасыщенные нефтью интервалы пласта и снижение их фазовой проницаемости по воде в результате формирования внутривыводных флокуляционно-коагуляционных структур или сшивании молекул КМЦ глинистыми минералами.

Технологический эффект достигается в результате увеличения охвата процессом заводнения и полноты вытеснения нефти из водопромытых зон при неполной выработке извлекаемых запасов.

2.2.3 Газовые методы

Под газовыми методами понимаются те методы повышения нефтеотдачи пласта, в которых при воздействии на пласт применяются углеводородный, углекислый, инертный либо дымовой газ, как в чистом виде, так и в сочетании с заводнением; растворители в комбинации с закачкой газа и воды (водогазовых смесей).

Закачка углеводородного газа высокого давления и углеводородных растворителей.

При закачке углеводородного газа в продуктивные пласты процесс вытеснения нефти может осуществляться в одном из следующих основных режимов: газовой репрессии, ограниченной и неограниченной взаимной растворимости.

Режим газовой репрессии характеризуется практически полным отсутствием массообмена между жидкой и газовой фазами. Вытеснение нефти осуществляется под действием гидродинамических сил при наличии области двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефтегазом из пористых сред при этом режиме, как правило, ниже коэффициента вытеснения нефти водой. Он реализуется, например, при вытеснении тяжелых, вязких нефтей метаном, когда давление вытеснения и газонасыщения нефти равны между собой.

Режим ограниченной взаимной растворимости характеризуется массообменом между жидкой и газовой фазами. Особенностью этого режима является наличие массопереноса, в результате чего образуется переходная зона. Состав и свойства жидкой и газообразной фаз в переходной зоне изменяются по длине при наличии двухфазного потока. Коэффициент вытеснения нефти при режиме ограниченной растворимости, как правило, превосходит коэффициент вытеснения нефти водой. Режим может быть реализован при вытеснении легких маловязких нефтей из глубоко залегающих залежей сухим и попутным газами.

Сопоставление критериев применимости рассматриваемого метода с геолого-физическими условиями залегания нефтяных залежей, свойствами пластовых нефтей, пластовыми давлениями и температурами показывает, что данный метод наиболее пригоден для залежей пластов группы Ю, характеризующихся более высокими термодинамическими параметрами, благоприятными свойствами нефти (низкая плотность и вязкость) и низкими коллекторскими свойствами (проницаемостью).

Закачка двуокиси углерода.

При высоких термодинамических условиях, характерных для многих залежей, взаимодействие между нагнетаемой CO₂ и вытесняемой нефтью во многом аналогично процессу смешиваемого вытеснения нефти углеводородным газом высокого давления. В результате испарения легких

фракций из остаточной нефти в газ CO₂ и последующего растворения его в подвижной нефти, а также выпадения асфальто-смолистых веществ из насыщенной CO₂ и легкими нефтяными углеводородами подвижной нефти, между закачиваемым газом CO₂ и вытесняемой нефтью образуется переходная зона, обуславливающая однофазный переход от подвижной нефти к закачиваемому газу CO₂. Для образования переходной зоны необходимо некоторое количество нефти, которое остается в пласте в виде обедненной легкими компонентами нефти и обогащенной асфальто-смолистыми веществами остаточной нефти. Коэффициент вытеснения нефти в режиме смесимости в лабораторных условиях достигает 90-95%. При закачке CO₂ коэффициент охвата пласта воздействием может быть выше, чем для метода закачки сухого газа высокого давления, поскольку в пластовых условиях вязкость CO₂ почти на порядок выше вязкости метана.

Водогазовое воздействие на пласт.

Метод представляет собой сочетание высокой нефтевытесняющей способности, характерной для закачки газа высокого давления, и более полного охвата при закачке воды в пласт. Механизм действия основан на том, что в области фильтрации водогазовой смеси создается повышенный градиент давления, который способствует более полному вытеснению нефти из заводненной области пласта. Более высокому увеличению нефтеотдачи способствует применение газа и растворителей, вытесняющих нефть в режиме смесимости. Отличительной чертой метода является близкая по величине технологическая эффективность его применения как до, так и после заводнения. Из заводненных месторождений и залежей наиболее перспективны те, которые имеют большие целики нефти охваченные в пласте водой. Обычно коллекторы этих залежей сильно неоднородны по проницаемости.

Существует несколько способов создания водогазовой смеси в пласте: путем последовательной закачки агентов (в виде оторочки газа,

проталкиваемой водой, или нагнетание газа в заводненый пласт), попеременной (циклическая закачка нескольких чередующихся друг с другом оторочек газа и воды) и совместной закачки газа и воды в определенных соотношениях. Существует также метод внутрискважинного водогазового воздействия. Этот метод наиболее дешев и эффективны. Сущность данного технического решения заключается в том, что образование водогазовой смеси внутри скважины уменьшает опасность разделения водогазовой смеси в скважине, что в конечном итоге приводит к повышению эффективности вытеснения нефти, кроме того, исключается опасность гидратообразования в случае, когда температура нагнетаемой воды у устья скважины ниже температуры гидратообразования, т.к. с увеличением глубины вода в нагнетательной колонне нагревается.

Для выяснения эффективности метода закачки водогазовой смеси в пласт были произведены лабораторные исследования по вытеснению нефтей водой и газом в условиях приближенных к пластовым, которые показали, что закачка водогазовых смесей позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с заводнением на 11-24%. Кроме того, этот метод позволяет решить проблему утилизации попутного нефтяного газа, большая часть которого не используется. Бесспорно привлекательным данный метод делает доступность и дешевизне воды и газа.

2.2.4 Гидродинамические методы

Такая группа методов повышения нефтеотдачи может быть классифицирована на основании признаков различия технологий и методик воздействия на продуктивные пласты.

К первой подгруппе стоит отнести методы, чаще всего реализующиеся на промыслах по банальной причине – простоте. При этом они по степени воздействия намного хуже методов второй подгруппы. В нее включены методы, что базируются на изменении первоначально принятых

систем размещения и воздействия.

Гидродинамическое воздействие предполагает осуществление посредством изменения режимов работы скважин. Они преследуют цель вовлечения в разработку слабых по недровым характеристикам запасов.

Методы в общем случае объединены собирательным понятием нестационарного заводнения. Они включают:

1. В нагнетательных скважинах:

- повышение давление;
- циклическое заводнение, импульсное снижения заказчик воды;
- перераспределение расходов по классам нагнетательных скважин с переменной направлений фильтрующих потоков;
- отдельная закачка в различные пласты посредством одной скважины;
- избирательная закачка в пласты с низкой проницаемостью и пропластки такого же типа;
- обработка зоны возле забоя, что предполагает изменение режимов деятельности и восстановления потенциала скважин (волновое воздействие, к примеру);
- прочие методы смены режимов работы нагнетательных скважин (поинтервальная обработка, к примеру);

2. В добывающих скважинах:

- смена отборов жидкости в общем по конкретному объекту, по конкретному пласту, блоку или зоне, что также справедливо в отношении групп добывающих скважин;
- отбор в форсированном режиме из групп объектов или отдельных скважин определенного участка, блока;
- периодичное торможение, пуск групп скважин или отдельных из них;
- отдельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах;

- оптимизация перепадов между давления в пластах и забоях;
- объемное внутрипластовое воздействие с учетом ограничения притоков (предполагает изоляцию);
- системная обработка зоны возле забоя, интервальное повышение продуктивности (дострелы, к примеру).

Другая группа включает в себя методы, что направлены исключительно на вовлечение в разработку до этого недренированных или слабодренированных запасов (пропластков, зон) неоднородных пластов. Такие методы характеризуются повышенным разнообразием доступных для использования технологий, применяющихся для воздействия на пласты. Степень воздействия таких методов на технические и экономические показатели деятельности довольно высока, что обуславливает их обоснование в большинстве проектных документов, исследований и надзоров.

В данной группе выделяются следующие методы:

- перенос фронта нагнетания в имеющиеся скважины;
- организация дополнительных рядов скважин нагнетания в блоках разработки посредством трансформации добывающих скважин в нагнетательные;
- формирование точек закачки в конкретные добывающие скважины;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов в очагах тупиковых или застойных зон прослоев с низкой проницаемостью посредством бурения конкретных скважин, либо посредством перевода скважин с других объектов и т. п.;
- формирование барьерной, площадной и т. п. модификаций внутриконтурного воздействия посредством закачки воды для выработки запасов с широчайших областей нефтегазовых месторождений;
- прочие технологии и методы заводнения, применяющиеся для залежей и трудноизвлекаемых запасов.

Методы гидродинамического характера используются преимущественно в комплексе, то есть в сочетании друг с другом. Продуктивность отдельных методов связана с объемами и соотношением прочих применяемых единовременно методов.

2.2.5 Физические методы

Метод гидро-ударного воздействия на пласт.

Прохождение сейсмических волн через жидкость пласта может при условии необходимой амплитуды становиться причиной возрастания скорости фильтрующих процессов. Это обусловлено рядом проявляющихся эффектов. Под влиянием колебаний упругого характера происходит разрушение структуры вязкопластичных и упругих жидкостей. Они в результате приобретают ряд таких свойств, как пластичность течения и др. Помимо всего прочего, путем экспериментов и опытов доказано, что структура поверхностного слоя разрушается вблизи стенок поровых каналов. В таком случае осуществляется единовременный переход к ньютоновскому характеру протекания, снижается эффективная вязкость, повышается величина эффективного сечения и т. п. Чтобы данный метод мог быть реализован, применяется стандартное оборудование, что используется широко и часто в нефтяной промышленности в целом.

2.3 Основные принципы определения эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов

Продуктивность методов повышения нефтеотдачи может быть определена посредством сопоставления фактических данных с базовым методом разработки. Таким методом является метод до применения МУН. Он описан в технологической схеме. В общем случае режим истощения принимается в ключевым параметром для объектов, разрабатываемых тепловыми методами. То же можно говорить и в отношении случаев, когда осуществляется закачка в пласт углеводородного газа. Для физически или газовой-химически разрабатываемых объектов в общем случае применяется такой метод, как заводнение.

Стоит остерегаться исчисления количественного эффекта методов повышения нефтеотдачи по результатам эксплуатации единичных скважин, что обусловлено следующим: динамика их показателей меняется в рамках ГТМ, но не по итогам применения определенных методов. Ко всему прочему, в процессе исчисления технологической эффективности по ряду скважин также нецелесообразным является интерференция.

Технологическая эффективность может быть описана:

- дополнительной добычей посредством повышения КИН (из приращенных запасов);
- дополнительной добычей посредством интенсификации притока из пласта;
- снижением добычи воды.

При условии применения методов и вытекающей из этого необходимости дополнительного уплотнения или разрежения сетки, эффективность методов можно оценить в отношении к базовому варианту. Последний при этом непременно учитывается более или менее плотную

систему размещения.

И базовый вариант, и вариант с МУН, может включать комплекс прочих, требуемых для дополнительного осуществления мероприятий, которые направлены на повышение качественных характеристик продуктивности скважин и пластов. Примеры: давление нагнетания, отбор и т. п. Перечисленный перечень может являться необходимым для разработки, что обуславливает следующее: продуктивность использования операций и отдельных методов нецелесообразно разделять и обособлять.

При том условии, что разработка базовым методом окончена, а после есть необходимость использовать МУН, последующие стадии добычи будут реализовываться исключительно посредством последней.

Важными для исчисления эффективности параметрами и факторами являются следующие: наличие системы разработки объекта, что также касается технологической схемы и программы опытно-промышленных действий [2].

В процессе реализации метода вне зависимости от его сути важно учитывать и придерживаться ключевых положений технологической схемы. То же справедливо в отношении неукоснительного исполнения программ промысловых исследований пластов и скважин, программ опытных мер. Оптимальная структура совокупного комплекса исследований приведена в табл. 2.2

Таблица 2.2- Комплекс промысловых исследований

	Вид исследования	Периодичность
По добывающим скважинам		
	Замер дебита жидкости	1 раз в неделю
	Определение обводненности добываемой продукции	1 раз в неделю
	Замер пластового давления	1 раз в неделю
	Замер забойного давления	1 раз в квартал
	Снятия индикаторных линий (не менее 4-х точек)	1 раз в квартал
	Снятия кривых восстановления давления	1 раз в квартал
	Проведение гидропрослушивания	до и после мероприятия
	Снятие профиля притока	до и после мероприятия
По нагнетательным скважинам		
	Замер приемистости скважины	1 раз в неделю
	Замер устьевого давления	ежедневно
	Снятия индикаторных линий Снятия кривых падения давления	до и после мероприятия
	Снятие профилей приемистости	до и после мероприятия
	Снятие температурных профилей	до и после мероприятия

Исследования важно осуществить по каждой из скважин. Они должны являться отражением параметров пласта, а также показателем характерного для него давления.

Продуктивность реализации МУН определяется:

- применением после определенного этапа эксплуатации объекта на базовом режиме;
- применением с начального этапа в условиях учета и руководства фактическими данными по использованию основного метода.

При реализации в выбранный период эксплуатации объекта на базовом режиме, а также при наличии фактических данных по избранному

периоду, исчисление дополнительной нефтедобычи необходимо реализовывать поэтапно в порядке:

- исследование и обработка фактических промысловых данных базовым методом;
- экстраполяция на период реализации МУН;
- сравнение результатов реализации с экстраполированными данными базовой разработки.

Оценка корректности применения актуальных характеристик вытеснения дала возможность говорить о том, что в случае, когда базовым режимом избирается заводнение, экстраполяция обуславливает необходимость последующего использования некоторых параметров вытеснения. Среди них:

$Q_{ж}/Q_{н} = A + B * Q_{в}$	предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.
$Q_{н} = A + B / Q_{ж}$	предложена Камбаровым Г.С. и др.
$Q_{н} = A + B / \sqrt{Q_{ж}}$	предложена Пирвердяном А.М. и др.
$Q_{н} = A + B * Q_{ж}^c$	предложена Казаковым А.А.
$Q_{н} = A + B * q_{н} / q_{в}$	предложена Черепахиным Н.А. и Мовмыгой Г.Т
$Q_{н} = A + B * \ln Q_{ж}$	предложена Сазоновым Б.Ф.
$Q_{н} = A + B * \ln Q_{в}$	предложена Максимовым М.И.
$Q_{н} = A + B * \ln q_{н} / q_{в}$	предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.
$Q_{ж}/Q_{н} = A + B * \exp(c * Q_{ж})$	предложена Французским институтом

где: $Q_{ж}$, $Q_{н}$, $Q_{в}$ – накопленная с первой стадии разработки добыча жидкости, нефти и воды;

$q_{ж}$, $q_{н}$, $q_{в}$ – добыча жидкости, нефти и воды по годам разработки;

A , B , C – коэффициенты, что определяются статистической обработкой.

Характеристика вытеснения (6) нередко применяется при условии обводненности, превышающей 20-30%.

Если основополагающим принимается режим истощения пластовой энергии, обработка данных в рамках периода, предшествующего реализации МУН, а также расчет на истощение должны проводиться с учетом связей падения среднего дебита скважины по нефти. Дело касается совокупной добычи за некоторый период, деленной на сутки, отработанные всеми скважинами за течение определенного периода.

Целесообразность исчисления с учетом дебита, среднего за сутки, конкретной скважины обусловлена перспективным изменением количества действующих скважин в рамках этого самого периода, что также и преимущественно касается необходимости учета нестабильности коэффициента эксплуатации.

Стоит применять некоторые зависимости снижения дебита во времени. Среди них:

- $q_n = A * \exp(-kt)$
- $q_n = 1 / (A + kt)$
- $q_n = t / (A + kt)$
- $q_n = A - a * \ln kt$
- $q_n = A * \exp(-k * \ln t)$

где: q_n – дебит действующей скважины в тоннах за сутки;

t – время в годах;

A, k, a – коэффициенты аппроксимации.

Совокупная добыча, что могли бы быть таковой на режиме истощения пластовой энергии в рамках принятого к рассмотрению периода без реализации МУН, может быть определена выражением:

$$Q_n = q_n * N_i * T_i * K_i$$

где: N_i – число действующих скважин в i -том промежутке;

T_i – число суток в этом же интервале;

K_i – коэффициент эксплуатации в том же промежутке времени.

Работа с фактическими промысловыми данными, как и экстраполяция

результатов модели, должна осуществляться в порядке:

- расчеты для удовлетворительного согласования всех данных;
- применение адаптированной модели для прогнозирования базового варианта на время реализации МУН.

В целях повышения корректности оценок и исчисления дополнительной добычи через осуществление и реализацию геолого-технологических мер (ГТМ) следует и крайне важно применять в последовательном порядке отдельные характеристики вытеснения или зависимости падения дебита в различных периодах (при заводнении и при естественном режиме, соответственно). В последнем случае предельный диапазон – 5-6 единиц.

В процессе реализации МУН с начальной стадии разработки объекта и при условии недостаточности или абсолютного отсутствия фактических данных по использованию базового метода, необходимым и целесообразным становится применение технологической схемы для исчисления дополнительной добычи. Если и когда разработка осуществляется с реализацией МУН в полном соответствии схеме (что касается темпов разбуривания, закачки в пласт реагентов и прочего), дополнительная добыча может быть рассчитана исключительно в рамках положений технологической схемы.

Если при реализации технологической схемы обнаруживают себя несоответствия в виде отклонений от принятых темпов разбуривания, закачки реагента и т. д., становится целесообразным шагом корректировка. Суть корректировки – расчет дополнительных вариантов (базового, а также с реализацией МУН) [2].

3 РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Анализ применения методики увеличения нефтеотдачи на X месторождении

В 2015 году на X месторождении в целях увеличения добычи нефти был проведен комплекс геолого-технологических мероприятий. Проводились работы по гидравлическому разрыву пласта, зарезке боковых стволов, интенсификации притока, обработке призабойных зон, переводу на другие объекты разработки, закачке гелеобразующих составов, ликвидации аварий и ремонтно-изоляционные работы. Всего за отчетный год на X месторождении была выполнена 259 скважино-операций, суммарная дополнительная добыча нефти от проведения этих геолого-технологических мероприятий составила 240.8 тыс. т, а с учетом переходящих скважин – 438.0 тыс. т, что составляет 20% от годовой добычи нефти по месторождению в целом. Проектом предусматривалось проведение 55 ГТМ с дополнительной добычей нефти с учетом переходящих скважин 329.0 тыс. т.

На таблице 3.1 представлено распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ, полученной в 2015 году, без учета дополнительной добычи нефти по переходящим скважинам. Из рисунка видно, что основная дополнительная добыча нефти (67.8% или 163.2 тыс. т) получена за счет проведения ГРП, ИДН и МУН.

Таблица 3.1 - Распределение дополнительной добычи нефти за 2015

год по видам ГТМ

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	AB ₁	AB ₂	AB ₃	AB ₄	AB ₅	AB ₇	AB ₈ ⁰	AB ₈ ¹	BB ₀₁	BB ₂	BB ₃	BB ₄	BB ₅	BB ₆	BB ₇	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литолог.гранч.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол.огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол.огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	M _г =0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	M _г =0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² ·10 ³																		
квн	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГПС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика КВД (неуст.рек)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	
Коэффициент песчаности, доли ед.	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчетливост	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл, т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	<u>1650</u> (1636-1657)	<u>1653</u> (1651-1658)	<u>1684</u> (1673-1684)	<u>1710</u> (1695-1714)	<u>1775</u> (1764-1775)	<u>1796</u> (1788-1797)	<u>1819</u> (1816-1826)	1836	<u>1857</u> (1857-1874)	<u>1898</u> (1894-1898)	<u>1911</u> (1911-1941)	1970	<u>1976</u> (1970-1976)	<u>2003</u> (2003-2051)	<u>2127</u> (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф. нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газооодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

3.2 Закачка полимерных систем

На X месторождении физико-химические методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи применяются с 1991 г. Для интенсификации добычи нефти применяются обработки кислотными составами (СКО, ГКО), углеводородными растворителями, дострел пластов, вибровоздействие, акустическое и др. методы. Для выравнивания профиля приемистости применялись дисперсные составы (ПДС, ВДС, МПДС), гелеобразующие составы на основе полиакриламида (БГС, МСПС, СПС), ПГС «Темпоскрин».

Характеристика результатов реализации потокоотклоняющих технологий. Потокоотклоняющие технологии для увеличения нефтеотдачи на X месторождении до 2000г. применялись в порядке опытно-промысловых испытаний, наряду с другими геолого-техническими мероприятиями.

Эффективность физико-химических МУН оценивалась по программе, соответствующей отраслевому методическому руководству по интегральным или дифференциальным характеристикам вытеснения.

Дисперсные составы (ПДС, ВДС) испытывались на пластах АВ₁, АВ₂, АВ₃, БВ₈. Основными компонентами этих систем являются полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины (ПДС) или древесной муки волокнисто-дисперсная (ВДС). Суть технологии заключается в изоляции прорывов воды и выравнивании фронта нагнетаемой воды в высокопроницаемых и трещиноватых коллекторах продуктивных пластов за счет закачки данного состава. Данная технология применяется в терригенных, полимиктовых по составу пластах как порового, так и порово-трещиноватого типа, характеризующихся послойной и зональной неоднородностью.

В целом средняя эффективность ВДС оказалась более высокой, чем

просто ПДС (1,4 и 0,9 тыс. т на скважино-обработку соответственно).

Наиболее выразительные результаты получены при обработке ВДС скважины 984 (АВ₁) дополнительно добыто более 4 тыс.т нефти (09.1992 г.), что составляет 22 % от общей добычи за период эффекта. Аналогичный результат (3,9 тыс.т) от этого вида обработки (06.1994 г.) получен по скв.632 (БВ₈), что составляет 17 % от общей добычи за период эффекта. Необходимо отметить, что средние удельные показатели по результатам применения аналогичных технологий на сходном по геолого-физическому строению объекта АВ₁ Самотлорского месторождения оцениваются также более чем в 3 тыс. т на скважино-операцию.

Композиция МЕТКА относится к водным растворам полимеров с нижней критической температурой растворения. Сущность технологического процесса заключается в нагнетании оторочки водных растворов гелеобразующих составов, способных образовывать термотропные гели МЕТКА. Композиция МЕТКА способна образовывать гели непосредственно в пласте: при низких температурах это вязкий раствор, превращающийся в гель при повышении температуры. Технология была испытана на скважине 945 (АВ₁). В результате дополнительно добыто 0,9 тыс. т. нефти за счет увеличения отборов жидкости.

Реагент Унифлок представляет собой продукт на основе гидролизованного полиакрилонитрила в сочетании с модифицирующими добавками (аналог Гипана). Был испытан на скважине 1825 (БВ₁). Эффективность оказалась относительно невысокой – 0,7 тыс. т. нефти.

Микробиологическое воздействие испытано на скважине 1875 (АВ₃). После воздействия по скважине была увеличена закачка, а в реагирующей скважине 185 была проведена смена насоса на более мощный. В результате увеличились отборы жидкости, за счет чего дополнительно добыто 0,9 тыс. т. нефти.

Полученные результаты показывают в целом невысокую

эффективность потокоотклоняющих технологий. Наибольший средний удельный технологический эффект 2,5 тыс.т на скважино-обработку получен по двум скважинам №№ 632, 777 объекта БВ₈. Далее в порядке снижения этого показателя следуют объекты в следующей последовательности: АВ₃ (2 скв.) – 1,5 тыс.т/скв.; АВ₁ (11 скв.) – 0,8 тыс.т/скв. По скважине объекта АВ₂ получен отрицательный эффект. Средняя продолжительность эффекта по всем обработкам составила 12 месяцев, примечательно, что изменение обводненности после воздействия, как правило, незначительное.

Отсутствие точных данных по объемам закачанных составов и концентрации химреагентов не позволяет провести анализ зависимости технологического эффекта от этих параметров.

Анализ результатов работ, проведенных в период 1991-98гг., в целом показывает, что повышение эффективности обработок возможно при:

- более обоснованном выборе участков воздействия;
- оптимизации закачиваемых составов и объемов закачки;
- совмещении изоляции высокопроницаемых промытых участков с увеличением приемистости в низкопроницаемых интервалах (кислотное воздействие, применение нефтяных растворителей);
- комплексных обработках в добывающих и нагнетательных скважинах.

В целом общий период 2000-2006гг. последующих работ по внедрению потокоотклоняющих технологий на месторождении условно разделяется на 3 этапа:

- 1991-1998 гг. – опытно промышленные испытания различных технологий на объектах АВ₁, АВ₂, АВ₃, БВ₁, БВ₈;
- 2000-2001 гг. – расширенные испытания применения гелевых составов на объекте АВ₁;
- 2008-2015 гг. - возобновление работ по применению потокоотклоняющих технологий на объекте АВ₁.

Широкомасштабное применение потокоотклоняющих технологий на X месторождении начато в 2000 г. в рамках инвестиционного проекта, применялись технологии закачки сшитых полимерных составов (в большеобъемном варианте) и ПГС «Темпоскрин».

Сшитые полимерные системы (СПС) и их модификации по своему составу – это гелевые системы на основе полиакриламида (ПАА). Для придания более жесткой структуры дополнительно проводят сшивание макромолекул ПАА химическими методами, в качестве сшивателя чаще всего используют соединения трехвалентного хрома (хромокалиевые квасцы, водные растворы ацетата хрома и т.д.). Сшитые полимерные системы как правило содержат ПАА 0,12-0,2 %, в качестве сшивателя чаще всего используют ацетат хрома с концентрацией 0,008-0,02 %. Объем закачки в среднем составляет 1200–5000 м³ раствора СПС на скважино-операцию.

Большеобъемные закачки гелевых составов (БГС) проводились в 09.2000г. на скважинах №609, 636 объекта АВ₁. Хорошие коллекторские свойства участка и высокая приемистость скважин позволили рекомендовать к закачке на участке повышенные объемы (до 6 тыс.м³ на скважину) при концентрации ПАА (0,15 %) в рабочем растворе. Фактические объемы закачки и концентрация ПАА были несколько ниже плановых и в феврале-марте 2001 г. эти скважины были обработаны повторно, при этом дополнительно закачано по 3000 м³ рабочего раствора.

Помимо закачки БГС в октябре-ноябре 2000г. 9 скважин было обработано полимерно-гелевой системой «Темпоскрин». ПГС «Темпоскрин» представляет собой радиационно-сшитый ПАА и предназначена для изоляции высокопроницаемых обводненных пластов, изменения направления водопотоков, увеличения охвата продуктивных пластов воздействием и повышения конечного нефтеизвлечения. Повышение нефтеотдачи пластов при применении «Темпоскрина» достигается за счет особых свойств приготавливаемой на его основе полимерно-гелевой системы. Водные

растворы «Темпоскрин» обладают сильно выраженными аномальными реологическими свойствами: со снижением давления в движущемся потоке вязкость водного раствора возрастает. Поэтому при закачке в пласт частицы «Темпоскрин» устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводненные поры, каверны и трещины. Это позволяет выравнивать профиль приемистости в нагнетательных скважинах и изолировать обводненные пропластки.

Поскважинный анализ участков 1-3 показал, что технологический эффект от обработок ПГС «Темпоскрин» составил от 0,2 до 1,4 тыс. т дополнительно добытой нефти на скважино-обработку и в среднем равен 1,1 тыс. т. дополнительно добытой нефти.

В качестве наиболее яркого примера положительной реакции на обработку можно привести добывающую скважину 771, где после обработки отмечается увеличение дебита нефти в связи со снижением обводненности на 30 %. Дополнительная добыча нефти по участку 2 составила 10,5 тыс. т. нефти.

В 2001г. в рамках инвестиционного проекта на объекте АВ₁ проведено 10 скважино-операций по закачке БГС. Результаты расчета технологического эффекта приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты применения физико-химических МУН на 2000-2001гг.

Участок	№ скв.	Технология	Дата проведения обработки	Объем закачки реагента, м ³	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Примечание
1 участок	2478	Темпоскрин	10.2000	300	8.3	
	3402	Темпоскрин	10.2000	300		
	1019	БГС	10.2000	4000		
	1023	БГС	10.2000	4000		
2 участок	842	Темпоскрин	11.2000	300	10.5	
	844	Темпоскрин	11.2000	300		
	742	Темпоскрин	11.2000	300		
	746	Темпоскрин	10.2000	300		
	701	Темпоскрин	11.2000	300		
	890	Темпоскрин	10.2000	300		
	744	БГС	11.2000	3000		
3 участок	629	Темпоскрин	10.2000	300	0.2	
4 участок	319	БГС	12.2000	3000	2.7	
5 участок	609	БГС	10.2000, 2.2001	6400	5.9	
	636	БГС	9.2000, 3.2001	6000		
	606	БГС	5.2001	948		Не прокачан полный объем из-за недостаточной приемистости
6 участок	799	БГС	8.2001	3042	0.8	
7 участок	697	БГС	9.2001	5178	0.4	
	663	БГС	5.2001	2829		Авария, смещен.э.к. в инт. перф., в б/д
8 участок	574	БГС	7.2001	3345	3.6	
9 участок	3956	БГС	6.2001	3600	0.9	
10 участок	945	БГС	7.2001	3100	отр.	
	943	БГС	9.2001	3100		
Всего	25 скв.-обработок			54242	33.3	

Таким образом, в 2000-2001гг. на объекте АВ₁ проведено 25 скважино-обработок по закачке потокоотклоняющих составов, в том числе 9 обработок ПГС «Темпоскрин», 16 обработок БГС, по месторождению дополнительно добыто 33,3 тыс.т. нефти, удельный технологический эффект составил 1,3 тыс.т. на скважино-обработку.

Анализ результатов работ, проведенных в период 2000-2001гг. подтвердил, что для повышения эффективности обработок необходимо более тщательно выбирать участки воздействия. В первую очередь это относится к выявлению гидродинамической связи между обрабатываемой нагнетательной скважиной и реагирующими добывающими скважинами. При этом необходимо предварительное проведение исследований посредством закачки индикаторов. Эти исследования позволят выявить наличие коллекторов с аномально повышенной проницаемостью и оценить их объемы.

Работы по применению потокоотклоняющих технологий были возобновлены в 2008г. В 2008г. согласно разработанной программе применения потокоотклоняющих технологий на пласте АВ₁ месторождения выполнено 23 скважино-операции по закачке полимерных систем (МПДС, МСПС, ПГС «Темпоскрин»).

Таким образом, в 2008г. на X месторождении проведено 23 скважино-обработки по закачке потокоотклоняющих составов, в том числе 6 обработок ПГС «Темпоскрин», 10 обработок МПДС и 7 обработок МСПС. В результате проведенных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов дополнительно добыто 15,2 тыс. т нефти, средний прирост к базовой добыче нефти на обработанных участках составил 12 %.

На основании положительного опыта применения полимер-дисперсных систем в 2008г. было решено продолжить применение технологии закачки МПДС в 2009г..

Таким образом, по пласту АВ₁ месторождения в 2009г. проведено 30

скважино-операций воздействия на пласт по технологии МПДС. По всем участкам воздействия технологический эффект положителен и не завершен по состоянию на 01.01.2010г. суммарная накопленная дополнительная добыча нефти составляет 47,4 тыс.т, в том числе 22 тыс. т за счет снижения обводненности. Средний текущий удельный технологический эффект составляет 1,6 тыс.т на скважино-операцию.

Большинство участков воздействия были выбраны на очагах воздействия 2008г., где были получены положительные результаты. На отдельных участках воздействия обработки были проведены на фоне еще незавершенного положительного эффекта от предыдущих обработок, при этом повторные обработки позволили дополнительно снизить обводненность продукции и растянуть период эффективности от обработок потокоотклоняющими технологиями.

В 2010г. на X месторождении планировалась обработка потокоотклоняющими технологиями на 39 нагнетательных скважинах, формирующих 9 участков воздействия. Все обработки фактически проведены согласно плану работ с применением двух технологий: МПДС и МСПС (СПС). Ввиду высокой выработки запасов пласта АВ1 и значительной неоднородности по проницаемости большинство обработок были проведены с использованием технологии МПДС, по которой ранее обеспечивалась относительно повышенная эффективность. По технологии МСПС (СПС) обработаны 7 нагнетательных скважин на одном участке воздействия (в северной части залежи). При расчете технологической эффективности участки были разбиты на 14 очагов, по каждому из которых расчет проводился отдельно с определением конкретной характеристики вытеснения.

По состоянию на 01.10.2010г. за счет снижения обводненности в 2010г. дополнительно добыто 46,4 тыс.т нефти.

Всего за 2008-2010гг. было обработано 95 нагнетательных скважин с

закачкой рабочих растворов по технологиям ПГС, МПДС, СПС и МСПС. В результате проведенных обработок по состоянию на 01.10.2010г. дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности продукции составила 80,1 тыс.т, что сопровождается уменьшением попутно добываемой воды в объеме 966 тыс.м³. Средний удельный технологический эффект – 843 т/скв.-операцию.

Опыт показал, что наиболее эффективны гелевые и полимер-дисперсные составы. Сравнительно небольшой объем проведенных работ пока не позволяет расценивать выраженное влияние на выработку запасов по объекту АВ₁. Необходимо только заметить, что по отдельным участкам прирост к базовой добычи достигал 40 %.

В 2015г. на месторождении планировалась обработка потокоотклоняющими технологиями на 39 нагнетательных скважинах, формирующих 9 участков воздействия. Все обработки фактически проведены согласно плану работ с применением двух технологий: МПДС и МСПС (СПС). Ввиду высокой выработки запасов пласта АВ₁ и значительной неоднородности по проницаемости большинство обработок были проведены с использованием технологии МПДС, по которой ранее обеспечивалась относительно повышенная эффективность. По технологии МСПС (СПС) обработаны 7 нагнетательных скважин на одном участке воздействия (в северной части залежи). При расчете технологической эффективности участки были разбиты на 14 очагов, по каждому из которых расчет проводился отдельно с определением конкретной характеристики вытеснения.

Участок 1. Участок находится в западной части пласта АВ₁. С 8 по 15 февраля по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 386, 1871, 1921. Дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности по участку на 01.01.2016 г. составила 3.0 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на

5%, прирост к базовой добыче нефти составил 21%.

Участок 2. Участок находится в центральной части пласта АВ₁. 2-3 марта по технологии МПДС на данном участке была обработана нагнетательная скважина № 312. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 году составила 0.9 тыс. т и за счет увеличения отборов жидкости 0.2 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 8.3%.

Участок 3. Участок находится в юго-восточной части пласта АВ₁. С 10 марта по 17 апреля по технологии МПДС на данном участке были обработаны скважины №№ 267, 401, 602, 1103 и 1469. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016г. составила 5.5 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 20.9 тыс. т, итого – 26.4 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 26.8%.

Участок 4. Участок находится в юго-восточной части пласта АВ₁. С 15 по 18 апреля по технологии МПДС на данном участке была обработана нагнетательная скважина № 576. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 г. составила 0.2 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 0.4 тыс. т, итого – 0.6 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 23%.

Участок 5. Участок находится в центральной части пласта АВ₁. С 15 февраля по 1 марта по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 791 и 793. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016 г. составила 3.2 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 1.6 тыс. т, итого – 4.7 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 26%.

Участок 6. Участок находится в восточной части пласта АВ₁. С 15 февраля по 26 марта по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 621, 636, 1815, 1816 и 247Б. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 г. составила 7.0 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 13.2 тыс. т, итого – 20.2 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 15%.

Участок 7. Участок находится в восточной части пласта АВ₁. С 4 апреля по 8 мая по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 396 и 950. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016 г. составила 0.1 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 3%.

Участок 8. Участок находится в восточной части пласта АВ₁. С 5 марта по 8 апреля по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 317 и 319. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 г. составила 2.8 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 0.3 тыс. т, итого – 3.1 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 14%.

Участок 9. Участок находится в южной части пласта АВ₁. С 8 марта по 4 мая по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 2040, 2071 и 2081. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 г. составила 1.1 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 0.3 тыс. т, итого – 1.4 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 18%.

Участок 10. Участок находится в центральной части пласта АВ₁. С 30 марта по 28 апреля по технологии МПДС на данном участке были

обработаны нагнетательные скважины №№ 746, 747, 795Б и 797. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016 г. составила 4.5 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 1.8 тыс. т, итого – 6.3 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 13%. Динамика работы данного участка представлена на рисунке 3.1.

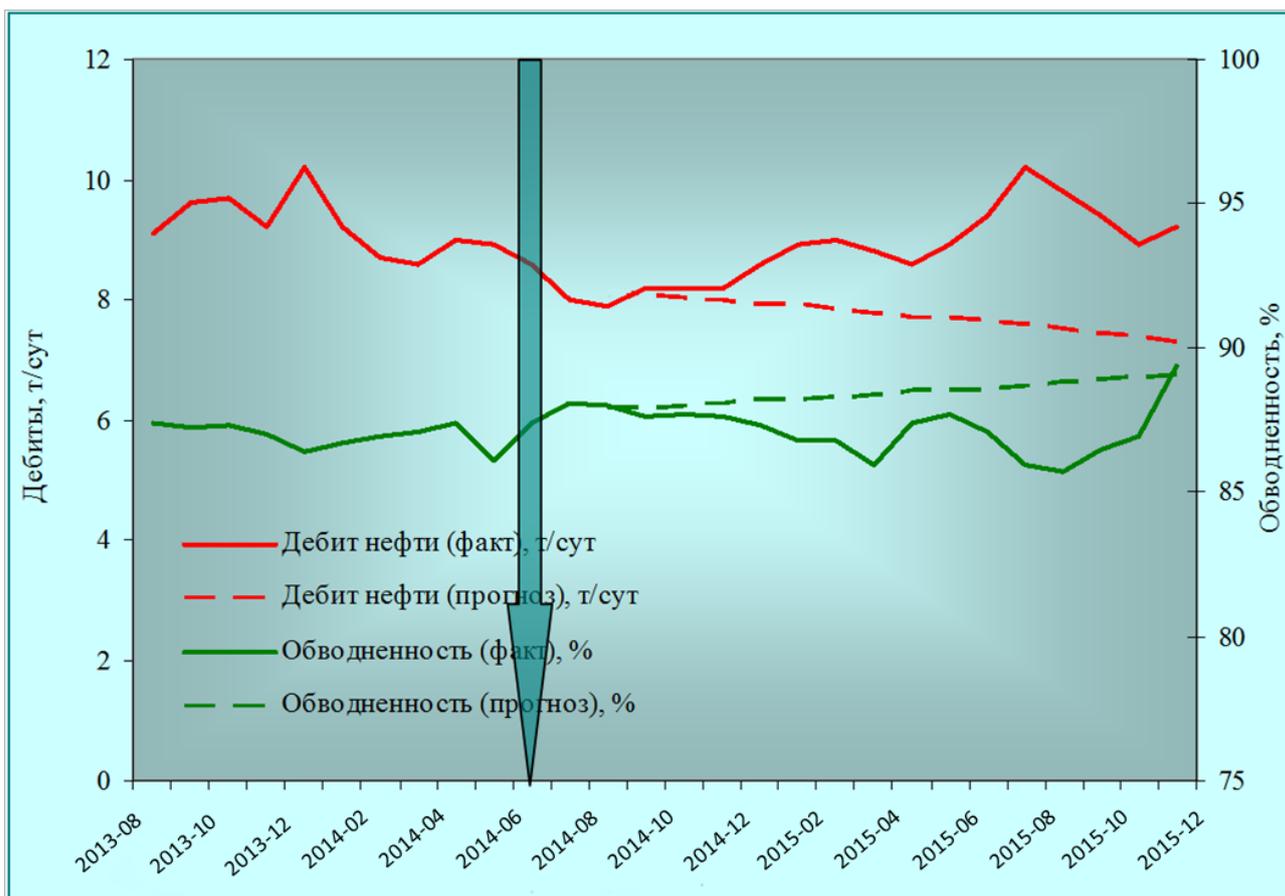


Рисунок 3.1 - Динамика работы участка №10 объекта АВ₁ месторождения до и после МПДС

Участок 11. Участок находится в северной части пласта АВ₁. С 28 апреля по 2 мая по технологии МПДС на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 898 и 945. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016 г. составила 0.3 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 2%.

Участок 12. Участок находится в северной части пласта АВ₁. С 30 апреля по 2 мая по технологии МПДС на данном участке была обработана нагнетательная скважина № 947. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2015 г. составила 0.2 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 0.1 тыс. т, итого – 0.3 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 2%, прирост к базовой добыче нефти составил 8%.

Участок 13. Участок находится в северной части пласта АВ₁. 11-12 мая по технологии МПДС на данном участке была обработана нагнетательная скважина № 990. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности в 2010 г. составила 0.4 тыс. т, за счет увеличения отборов жидкости – 0.3 тыс. т, итого – 0.7 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 3%, прирост к базовой добыче нефти составил 26%.

Участок 14. Участок находится в северной части пласта АВ₁. С 23 июля по 27 сентября по технологии МСПС (НХС-Самара) на данном участке были обработаны нагнетательные скважины №№ 1019, 1022, 2016, 2416, 2746, 2747 и 3402. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет снижения обводненности на 01.01.2016 г. составила 0.6 тыс. т. Обводненность снизилась по сравнению с базовым показателем на 5%, прирост к базовой добыче нефти составил 2%. Динамика работы данного участка представлена на рисунке 3.2

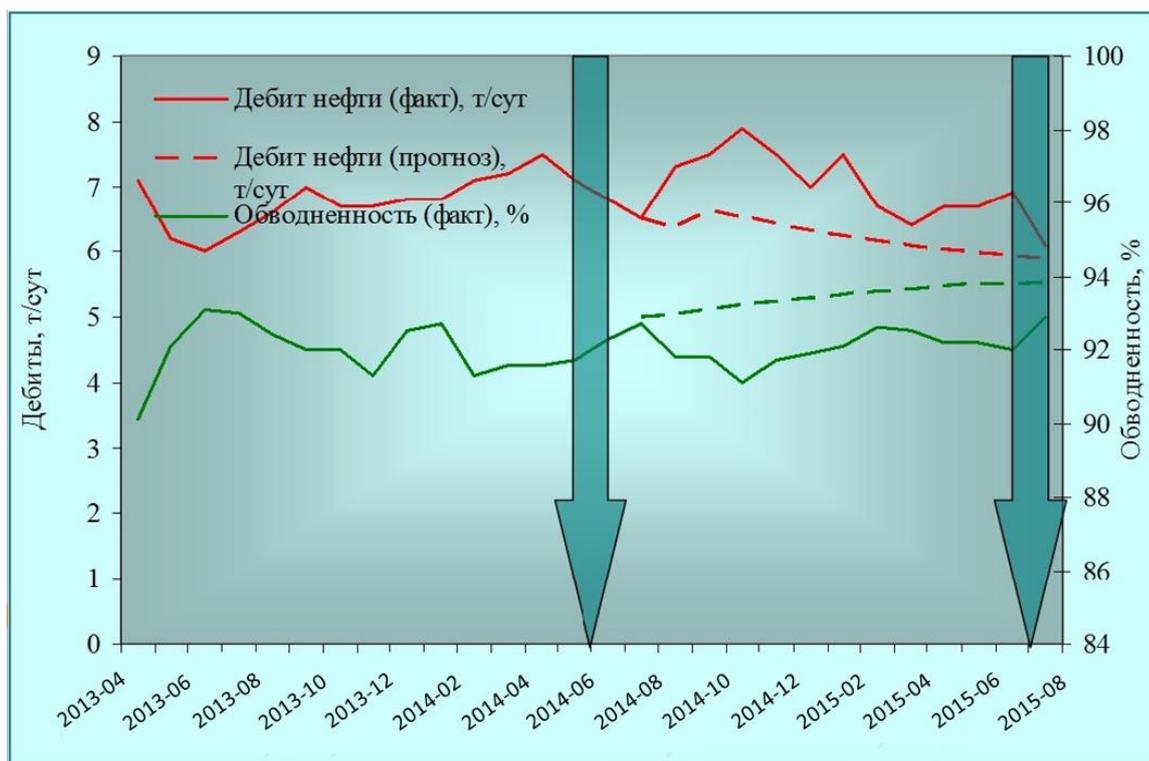


Рисунок 3.2 - Динамика работы участка №14 объекта АВ₁

Месторождения до и после МСПС

Суммарная дополнительная добыча нефти за 2015 год составила 144.6 тыс. т, в том числе по переходящим скважинам 75.6 тыс. т

Учитывая хороший эффект от проведенных мероприятий и продолжающийся эффект от ранее проведенных мероприятий по закачке МУН на месторождении, рекомендуется в 2016 году продолжить проведение данных работ.

3.3 Нестационарная закачка

Реализация метода на X месторождении осуществлялась путем снижения закачки в летний период, а в зимний – восстановления.

Наиболее высокие результаты применения циклической закачки получены по объекту АВ₁.

В период с 2010 по 2015 гг. осуществлено 5 циклов вышеуказанного переменного воздействия. Добыча нефти до середины первого цикла монотонно снижалась, а с середины первого цикла начала повышаться.

Необходимо отметить, что в этот период на объекте применялись также другие методы повышения нефтеотдачи – потокоотклоняющие технологии, различные виды ОПЗ, ГРП.

Что касается фактически реализованных в целом эффективных мероприятий по форсированному отбору и циклической закачке, то по ним соответствующих расчетов не проводилось из-за их маломасштабности по уровню добычи по отношению к остальным видам ГТМ. Так, исходя из анализа работы добывающего фонда скважин, в целом определилось, что фактические уровни забойных давлений действующих добывающих скважин в среднем близки к оптимальным. Фактическая реализация потенциала по отбору жидкости из отдельных высокообводненных скважин или их групп, особенно в прицентральной части месторождения, временно сдерживается ограниченными пропускными возможностями некоторых элементов системы поверхностного обустройства.

Проведение циклической закачки возможно и необходимо в условиях объекта АВ₁. Широкомасштабность реализации всего перечня ГТМ в различной степени влияет на работу добывающих скважин. Из-за погрешностей оценок эффективности по каждому из видов ГТМ выполненная фактическая оценка по интегрированным показателям (по

остаточному принципу) неизбежно отразилась на объективности результатов определения полученной фактически пониженной эффективности циклической закачки. По вышеуказанным причинам не рассчитывались показатели дополнительной добычи нефти при проведении циклической закачки.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Данилину Андрею Владимировичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, Звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н		29.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Данилин Андрей Владимирович		29.02.2020г.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

Методы повышения нефтеотдачи применяются исключительно для повышения извлечения из истощенных, заводненных пластов, которые характеризуются рассеянностью, нерегулярной насыщенностью нефтью.

Таблица 7.1 - Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 13.04.2015 г.*	руб./долл.	52,75
	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru) , Томская область**	руб. за тонну	12500
	Цена реализации нефти (www/ NCE.ru)	\$ за баррель	236
	Средняя капитализация геологоразведочных работ (ГРР)	\$ за тонну	10
	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,21
	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,87
	Количество дней работы скважины в год,	дни	340
	Норма рентабельности,	%	20
	Налог на прибыль	%	20
0	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
1	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия	10	
2	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия	14	
3	Объём капитальных вложений на применение метода увеличения нефтеотдачи, млн. руб.	0,200	
4	Снижение эксплуатационных затрат в результате внедрения организационно-технических мероприятий (ОТМ), млн. руб.	+0,215	
5	Организационные затраты, млн. руб. в год	1,5	
6	Стоимость 1 скважины, млн. руб.	220,0	

Эксплуатационные расходы в итоге реализации метода повышения нефтеотдачи достигают 215 тысяч рублей. В их структуре выделяется

стоимость химического реагента МСПС для закачки в скважину нагнетания – 100 тысяч. Оплата работы бригады закачки оценивается в 115 тыс. Капитальные вложения на реализацию метода – 200 тысяч.

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи.

На начальной стадии оценки потребуется просчитать уровень необходимых вложений. В общем инвестиционные затраты на конкретный период можно определить по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 \quad (1)$$

здесь: I_0 – общие инвестиции в миллионах рублей;

I_1 – спонсирование геологических разведывательных работ в миллионах рублей;

I_2 – цена лицензионной зоны (также в млн. руб.);

I_3 – расходы на научную исследовательскую деятельности, на сметы и проекты;

I_4 – организационные расходы.

Определить капитализацию на лицензионном участке можно, используя формулу:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Q^i \quad (2)$$

здесь: I_k – капитализация в млн. руб.;

s – усредненный уровень капитализации геологических разведывательных работ в рублях за тонну;

Q – прирост обнаруженных фактических запасов в i -том году в миллионах тонн;

n – расчетный период в годах.

Выручка от осуществления проектов может быть рассчитана по формуле:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k, \quad (3)$$

здесь: R_o – выручка в миллионах рублей;

q – средний в сутки дебит в тоннах сутки;

F – количество рабочих дней за год;

k – число вводимых в эксплуатацию скважин в i -том году в единицах.

Величину прибыли (p) можно рассчитать на основании среднего уровня рентабельности по отрасли в целом. В конкретном случае рентабельность достигла 20%.

Поток наличности можно определить в качестве разницы общих инвестиционных затрат и выручки от продаж в рамках какого-то, заранее определенного периода. В процессе обязательно нужно учитывать нарастание показателей.

В целях оценки продуктивности проектов необходимо исчисление ряда показателей. Среди них следующие:

- рентабельность капитализационных затрат;
- доходность инвестиций;
- период окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к исчисленным запасам;
- отношение финансирования к приросту извлекаемых запасов.

Выручка от реализации продукции V_t можно рассчитать в качестве произведения продаж нефтепродуктов на добычу:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t, \quad (4)$$

здесь: C_n и C_g – стоимость продажи нефти и газа в каком-то t -том году в тысячах рублей;

Q_n и Q_g – добыча нефти и газа в каком-то t -том году в тысячах тонн.

В процессе выбора проекта крайне необходимо определить запас финансовой устойчивости. Для этого потребуется затраты разделить на пару групп в зависимости от производственных объемов и продаж. Эти группы – переменные и постоянные расходы. Важно учитывать то, что классификация расходов такого типа условна, ведь с сопоставимые и сравнимые статьи расходов в различных условиях могут быть зависимы и тут же независимы от производства.

Группа переменных затрат может быть увеличена или уменьшена в пропорции с производством продукции. Речь исключительно о сырьевых материалах, энергии, о прочих ресурсах вплоть до оплаты по сделке. Что касается постоянных: они никак не сопряжены с производственными объемами и продажами. Среди них выделяется амортизация основных средств, а также нематериальных активов, суммы процентов по банковским кредитам, аренда, траты на управление и на организацию производства, оплата труда персонала на почасовой оплате и т. п. На основании МСФО можно говорить о том, что прибыль и расчет себестоимости могут быть осуществлены следующими методами: традиционным, то есть таким, когда необходимо полное распределение затрат, а также маржинальным, когда учитываются переменные издержки.

Расчет себестоимости с полным распределением затрат предполагает, что постоянные производственные затраты подлежат включению в себестоимость, а если она не продана, они остаются в остатках. В структуре расчета себестоимости таким методом постоянные накладные расходы не подлежат включению в себестоимость продукции: их требуется относить на счет прибылей и убытков.

Если используется маржинальный метод в период возрастания продаж, прибыль может быть сниженной по причине того, что цена продаж и структура расходов сохранили неизменный уровень. В такой ситуации

положение дел обусловлено переизбытком или недостатком возмещения постоянных накладных расходов, которые рассматриваются в качестве затрат отдельного периода. Подобные корректировки являются причиной существенного искажения данных о динамике прибыли.

Прибегая же к применению калькуляции по переменным издержкам можно столкнуться с тем, что по мере возрастания продаж прибыль возрастает и зеркально для падения. Дело исключительно в том, что при реализации маржинального метода прибыль приходит в зависимость от объемов продажи, если цена продажи и структура расходов никак не меняется. Но в такой ситуации прибыль приходит в зависимость от объемов продаж и производственных одновременно. Также стоит учитывать следующее: маржинальный подход позволяет определить требуемые объемы продукции, чтобы достичь точки безубыточности. Среди плюсов такого – предоставление крайне важной информации, служащей для принятия целесообразных решений в управлении. К тому же метод дает возможность избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидах.

Постоянные затраты наряду с прибылью формируют маржинальный доход.

Дробление структуры затрат на постоянные и переменные наряду с применением маржинального метода дает возможность определить порог рентабельности, то есть прогнозируемую величину выручки, при которой все постоянные расходы предприятия будут покрыты.

Важно осознавать следующий факт: прибыли и убытков не будет вовсе. Таким образом, рентабельность, что вполне понятна, будет иметь абсолютно нулевое значение в описанном и детально рассмотренном случае.

Величина маржинального дохода представляется в качестве отражения вклада в покрытие постоянных затрат, а также в прибыль. Определение рентабельности и запаса финансовой устойчивости нетрудно осуществить на основании и с учетом положений МСФО.

Расчет представим в виде таблицы. Удельный вес условно-постоянных затрат принимается самостоятельно в рамках 35-45%, условно-переменных – в рамках 55-65%.

Цель исследования безубыточности – определение ситуации, то есть того, что произойдет с финансовыми результатами, если будет оказываться действие некоторого уровня производительности или при условии изменения объемов изготавливаемой продукции. Анализ предполагает детальную оценку зависимости между доходами от реализации, издержками и прибылью в рамках избранного заранее промежутка времени, в течение которого изготовление ограничено производственными возможностями и средствами.

Далее приведены итоги расчетов порога рентабельности (табл. 4.1, рис. 4.1), а также запаса финансовой устойчивости (табл. 4.2). Также представлены расчеты точки безубыточности (табл. 4.3) и график безубыточности проекта (рис. 4.2).

Таблица 4.1 – Результаты расчета порога рентабельности

п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	Изменения
	Основные экономические показатели			
	Эксплуатационные затраты на мероприятие	1,50	1,72	0,22
	Выручка от реализации, млн. руб. :	42,50	59,50	17,00
	- себестоимость добычи;	34,00	34,22	0,22
	- прибыль	8,50	25,29	16,79
	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	42,5	22,5
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,142	1 месяц

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя	
1	2	3	
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	42,50	
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД		8,50
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	34,00	
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	20,4	
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	13,60	
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	22,10	
7.Доля маржинального дохода в выручке,%	Дмд	52	
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	П _Р	0,002	
9.Запас финансовой устойчивости,тыс. руб.	З _{фу}	42,49	
- в натуральном выражении, тыс. руб		42,50	

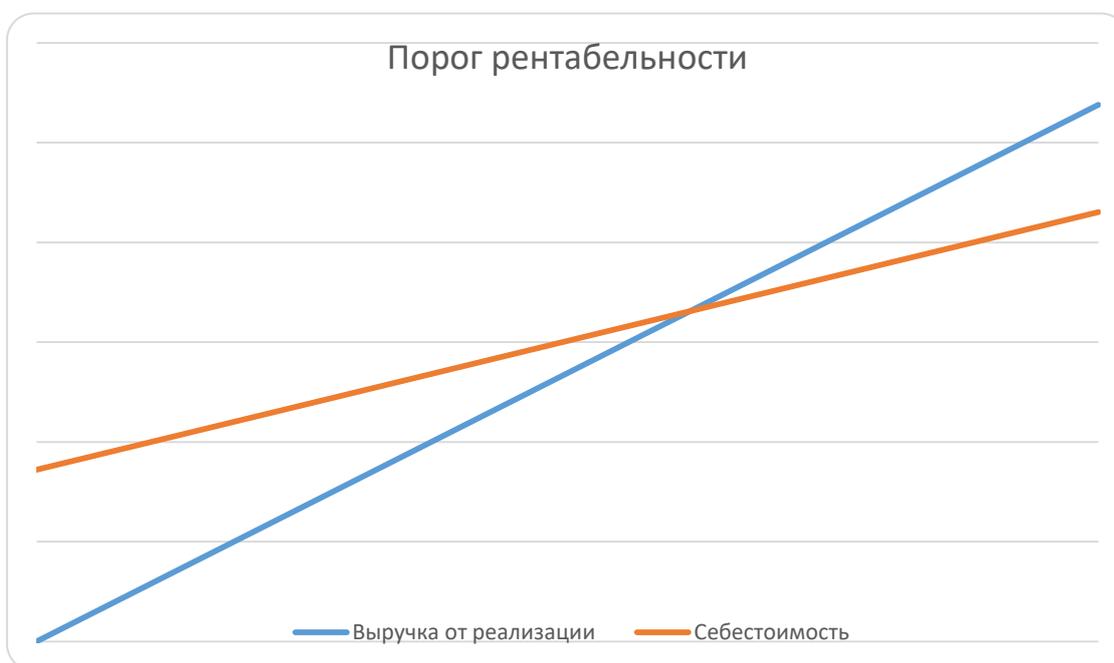


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.3 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1	2	3
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	VP	42,50
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	$НД$	8,50
3.Себестоимость реализуемой продукции	c	34,00
4.Сумма переменных затрат на продукции, руб.	a	693,6
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	B	13,6
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12,5
7.Объём добычи, тонн в год	Q	3400
8.Точка безубыточности, тонн	T_k	5,025

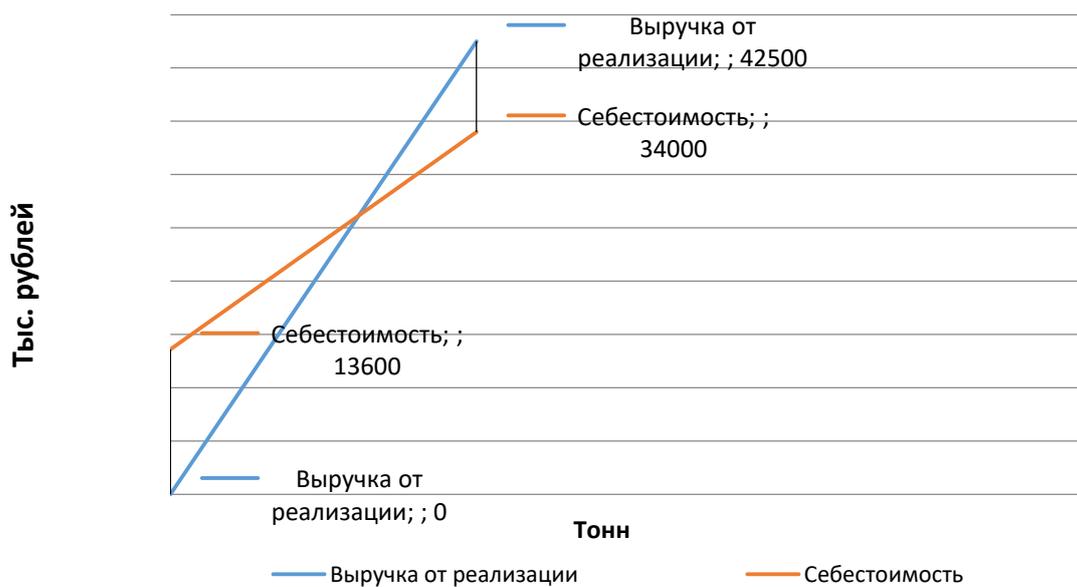


Рисунок 4.2 - График точки безубыточности проекта

Вывод по разделу:

По итогам осуществленных мер, направленных на повышение нефтеотдачи, дебит реагирующего участка возрос до 14 тонн в сутки. Посредством этого удалось достичь возрастания рентабельности на 22,5%. Она достигла показателя в 42,5%. Срок окупаемости по данным расчета составил всего месяц.

Из этого можно запросто сделать вывод о том, что методика – действенная, ее дальнейшая реализация вполне целесообразна и оправданна.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Данилин Андрей Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности увеличения нефтеотдачи пластов на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Методы интенсификации добычи нефти на X месторождении АО «Томскнефть» ВНК</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. 2. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ Шум. Общие требования безопасности. 3. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. 4. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. 5. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 6. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением 7. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". 8 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p style="text-align: center;"><i>Процесс добычи нефти сопряжен с воздействием таких вредных и опасных факторов как: высокое давление, химические вредные и опасные вещества, взрыво- и пожароопасность добываемой продукции.</i></p>
3. Экологическая безопасность:	<p style="text-align: center;"><i>Воздействие на атмосферу в поступлении в неё летучих углеводородных соединений при разгерметизации системы сбора продукции.</i></p>

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>В перечень чрезвычайных ситуаций входят пожар, разгерметизация оборудования, открытое газонефтепроявление, взрыв, розлив нефти.</i>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020г.
---	---------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		29.02.2020г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Данилин Андрей Владимирович		29.02.2020г.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

На X нефтяном месторождении большое внимание уделяется экологическим проблемам и соблюдению техники безопасности при проведении работ по добыче нефти и эксплуатации оборудования.

Мощными инструментами, позволяющими увеличить время разработки месторождения, продлить эксплуатационный период имеющегося фонда скважин и повысить продуктивность ПЗП, являются методы интенсификации добычи нефти.

Самыми распространенными и эффективными методами являются ГРП и ЗБС.

Сущность ГРП заключается в увеличении проницаемости ПЗП под высоким давлением, в результате чего образуются новые или расширяются существующие трещины в породах. ЗБС в свою очередь осуществляется путем бурения боковых стволов, при этом в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Однако при малейшем несоблюдении правил проведения мероприятий или режима эксплуатации оборудования при ГРП и ЗБС возникает источник повышенного уровня опасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

АО Томскнефть ВНК создает и обеспечивает безопасные и комфортные условия труда, модернизирует и совершенствует технологические и производственные процессы, инвестирует в повышение квалификации сотрудников, обеспечивает соблюдение трудящимися производственной дисциплины.

АО Томскнефть ВНК берет на себя повышенные обязательства по выполнению установленных государством гарантий трудовых прав и свобод граждан, а также по созданию благоприятных условий труда для всего персонала. В АО Томскнефть ВНК действует система материальной мотивации сотрудников.

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

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

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

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

администрацией компании.

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

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

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

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

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней [6]

5.2 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все производственные факторы по сфере своего происхождения подразделяют на следующие две основные группы: факторы производственной среды, факторы трудового процесса [7]. В процессе оперативного контроля за фондом скважин месторождения, а также при проведении геолого-технических мероприятий могут воздействовать на организм человека ряд опасных и вредных производственных факторов.

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

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

В целях предупреждения несчастных случаев, а также появления профессиональных заболеваний связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в АО «Томскнефть» ВНК, установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться работы на открытом воздухе:

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

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

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

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

Повышенный уровень шума и вибрации

Фонд скважин, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [8]. При технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.) и этот уровень будет превышен, то для защиты органов слуха применяют антифоны-заглушки (снижение шума).

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

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

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

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

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

Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м³[9].

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

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

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

Поражение электрическим током

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственно-обусловленные заболевания [10].

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

Нижней границей ощущения человеком проходящего через него тока частотой 50 Гц является значение равное 0,5-1,5 мА (пороговый ощутимый ток). Смертельноопасным током является ток силой 100 мА, который приводит к остановке сердца и нарушает кровообращение [11].

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

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

Взрывопожароопасность

В процессе обслуживания оборудования и трубопроводов на X месторождении из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные химические реагенты) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1[12].

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

Оборудование оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой для контроля технологического процесса и его остановки в случае превышения параметров выше допустимых. На кустовых площадках, а также в групповых замерных установках, распределительных гребенках установлены приборы контроля загазованности. Данные приборы совмещены со световой и звуковой сигнализацией, а также с системой аварийной вытяжной вентиляции [13].

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

Курение на территории промысла разрешено только в строго отведенном месте.

Высокое давление в системах работающих механизмов

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

Каждый аппарат и трубопровод должен иметь паспорт, в котором указываются технологические параметры его эксплуатации. Все трубопроводы и аппараты должны проходить техническое освидетельствование (гидроиспытание, наружные и внутренние осмотры) [14].

Все сосуды работающие под давлением имеют предохранительную арматуру от превышения максимально допустимого давления, а также приборы измерения давления, уровня и температуры. Эксплуатация сосуда должна происходить с строгим соблюдением технологических параметров. Каждый сосуд и аппарат может быть выведен из работы и сдренирован в дренажную емкость. Ремонт сосудов находящихся под давлением запрещен.

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

5.3 Экологическая безопасность

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

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды» [15].

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

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

Цель защиты атмосферы от вредных выбросов и выделений сводится к

обеспечению концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и приземном слое атмосферы равных или менее ПДК.

Мероприятия по охране атмосферы[16]:

- полная герметизация систем сбора и транспортировки закачиваемой воды в пласт;
- непрерывный контроль содержания вредных и взрывоопасных газов в атмосферном воздухе;
- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность проводить строго после монтажа;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в дренажные емкости;
- сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;
- проектирование объектов с высокой степенью автоматизации.

Мероприятия по охране водных ресурсов:

- полное исключение сброса производственных и хозяйственно-бытовые стоков в водные объекты и на рельеф местности;
- в процессе бурения – внедрение безамбарного бурения с замкнутым циклом очистки и использования бурового раствора, строгим контролем за соблюдением технологии бурения и строительства скважин, сбором в специальные емкости отходов бурения с последующим их обезвреживанием и утилизацией;
- непрерывный контроль за герметичностью трубопроводов и фланцевых соединений на запорной арматуре;
- контроль целостности цементного камня в нагнетательных скважинах.

Мероприятия по охране растительного и животного мира включают:

- выбор участков для размещения объектов с учетом обитания ценных и охраняемых видов флоры и фауны;
- разработку оптимальных маршрутов между буровыми с учетом рельефа

местности во избежание нарушения растительного покрова;

- ограничение техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием, в частности, вблизи рек;
- строительство объектов обустройства месторождения на песчаных отсыпках с использованием обвалования и гидроизоляционных материалов;
- максимальное сохранение естественного растительного покрова;
- раскорчевку всех горельников и посадку леса;
- регулярную прокладку и подновление минерализованных противопожарных полос;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на техногенные объекты.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных чрезвычайных ситуаций

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

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

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

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

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды

вследствие аварийных ситуации, рекомендуются следующие мероприятия:

- прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;
- сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;
- закрытая система сбора и транспорта нефти.

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с вышерассмотренными основными результатами внедрения выделенных видов физико-химического воздействия на скважино-операцию на начальном этапе расчетного периода величина удельного технологического эффекта от применения потокоотклоняющих технологий по объектам различается в диапазоне от 0.6 (Ю₁) до 1.2 (АВ₃) тыс.т, по АВ₁ – 1.1 тыс.т./скв, годовое снижение эффективности составило 2-3%.

Применение указанных ФХ методов может обеспечить по месторождению за весь расчетный срок 7400 тыс.т. дополнительной добычи нефти или 9.2% от прогнозного объема. При этом 80% этого количества добывается в течение первых 30 лет. Причем за весь срок 90% всего объема дополнительной добычи нефти ожидается получить по объекту АВ₁. Соответственно по объекту БВ₈ – 176 тыс.т. (2.4%) и по остальным объектам примерно 7.7%.

Из анализа показателей накопленной добычи нефти по видам физико-химического воздействия определилась наибольшей доля объема добычи нефти (50%), связанная с реализацией потокоотклоняющих технологий; на долю ОПЗ добывающих скважин и селективную изоляцию приходится 31% дополнительной добычи нефти, остальная часть (19%) показателя связана с ОПЗ скважин нагнетательного фонда.

Таким образом, по направлениям реализации ФХ методов повышения КИН наиболее эффективными и вместе с тем затратными представляются потокоотклоняющие технологии. За счет реализации всего комплекса мероприятий, направленного на интенсификацию отборов и повышение КИН, накопленный объем добычи нефти определился в объеме 40526 тыс.т. Из этого объема 18,3% соответствуют ФХМ воздействия, 40%, связываются с бурением ГС, 13,7% - ЗБС (частично ЗБГС), 24,8% дополнительной добычи нефти обеспечивается за счет периодического проведения комплекса работ РИР+ГПП. Остальные 3% ожидается получить за счет пообъектных взаимопереводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Белкина В. А., Дорошенко А. А. Оценка и прогноз эффективности методов увеличения нефтеотдачи: Учебное пособие. - Тюмень:- ТюмГНГУ, 2004.- 128с.
2. Проект доразведки Советского нефтяного месторождения. П/О «Томскнефть» 2006г
3. ТЭО СРП Советского месторождения / Отчет о НИР, ЗАО «ИЦ ЮКОС», 2002 г.
4. Фондовые источники ОАО «Томскнефть» ВНК
5. Ш.К. Гиматудинов «Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений»; М., Недра 2000г.
6. Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ на объектах Вахского нефтяного месторождения. Томск: ОАО «Томскнефть»ВНК. - 2000.
6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2002 N 542-ФЗ
7. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
10. Дополнение к технической схеме разработки Вахского нефтегазоконденсатного месторождения, 2011 г.
11. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов /П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
12. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3).

13. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

14. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением 24. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

15. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.