

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на Игольско-Таловом нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.43-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков И.С.	К.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г
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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1828/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по X нефтяном месторождении, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>1.1 Геологическая характеристика объекта; 1.2 Геолого-промысловая характеристика объекта; 1.3 Запасы углеводородов X месторождения; 1.4 Современное состояние разработки X месторождения; 2.1 Методы воздействия на нефтяные пласты; 2.2 Технологическая схема ППД; 2.3 Основные требования к закачиваемой воде; 3.1 Анализ геологической модели X месторождения; 4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по установке насосной установки объемного типа СИН 71;</i>

	<p>4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования;</p> <p>4.3 Затраты на амортизационные отчисления;</p> <p>4.4 Затраты на материалы;</p> <p>4.5 Расчет заработной платы бригады;</p> <p>4.6 Затраты на страховые взносы;</p> <p>4.7 Затраты на проведение мероприятия;</p> <p>5.1.Производственная безопасность;</p> <p>5.2Экологическая безопасность;</p> <p>5.3Безопасность в чрезвычайных ситуациях;</p> <p>5.4Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна

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

1 Общая характеристика объекта
2 Современные методы поддержания пластового давления (ППД) и повышение нефтеотдачи пластов
3 Анализ геологической модели X месторождения
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5 Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Хомяков Иван Сергеевич	К.т.н., доцент		12.03.2019
старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			12.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна		12.03.2019

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) Отделение нефтегазового дела

Уровень образования бакалавр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.03.2019	<i>Общие сведения о X месторождении (Томская область)</i>	10
25.03.2019	<i>Современные методы ППД и повышение нефтеотдачи пластов</i>	15
20.04.2019	<i>Анализ геологической модели X месторождения</i>	30
09.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
18.05.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
20.05.2019	<i>Заключение</i>	5
24.05.2019	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Гладких М.А.			12.03.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Ю. А.			12.03.2019

Томск – 2019 г

РЕФЕРАТ

Выпускная аттестационная работа 91 страниц, 19 рисунков, 17 таблиц, 30 источников, 11 приложений.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЛАСТ, ВОДА, ДЕБЕТ ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ППД.

Объектом исследования являются современные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификация добычи нефти на X нефтяном месторождении (Томской области).

Цель работы – исследования сложившейся системы поддержания пластового давления для эффективности применения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификация добычи нефти на X месторождении (Томской области).

В процессе исследования проводился: общая характеристика X месторождения;

Приведены: 1. Анализ экономической эффективности разработки X месторождения на основании Гидродинамической модели.

2. Рассмотрены Современные методы поддержки пластового давления (ППД) и повышение нефтеотдачи пластов;

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики системы поддержания пластового давления

Область применения: нефтяная отрасль

Экономическая эффективность/значимость работы.

Анализ экономической эффективности разработки X месторождения на основании Гидродинамической модели. Суть метода заключается в подборе скважин по критериям, определённым на основе статистического анализа эффективности ГТМ. При построении модели учтена вся имеющаяся геолого-промысловая информация.

Расчет экономической эффективности по внедрению насоса СИН 71.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- БКНС:** блочная кустовая насосная станция;
- ВНФ:** водонефтяной фактор
- ВРБ:** водораспределительный блок;
- ГОСТ:** межгосударственный стандарт;
- ГОСТ Р:** государственный стандарт Российской Федерации;
- ГНУ:** горизонтальная насосная установка;
- ГРП:** гидроразрыва пласта;
- ГТМ:** геолого-технические мероприятия;
- ЗБС:** зарезка боковых стволов;
- МГРП:** множественных гидроразрывов пласта;
- МУН:** Методы увеличения нефтеотдачи;
- ОПЗ:** обработка призабойной зоны;
- ПВР:** прострелочно-взрывные работы;
- ППД:** поддержание пластового давления;
- ППР:** планово-предупредительный ремонт;
- ПОТ:** потокоотклоняющие технологии;
- РД:** руководящий документ;
- РИР:** ремонтно-изоляционные работы;
- УПСВ:** установка предварительного сброса воды;
- ЦНС:** центральный пункт сбора;
- ЭЦН:** электроцентробежный насос;
- ШГН:** штанговые глубинные насосы.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА.....	13
1.1 Геологическая характеристика объекта.....	14
1.2 Геолого-промысловая характеристика объекта.....	14
1.3 Запасы углеводородов X месторождении	19
1.4 Современное состояние разработки X месторождения	21
2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД) И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.....	24
2.1 Методы воздействия на нефтяные пласты.....	24
2.2 Технологическая схема поддержания пластового давления.....	28
2.3 Основные требования к закачиваемой воде.....	30
3 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	31
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	41
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	77

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовый сектор является основой современной мировой энергетической системы. В 2015 г. на нефть и природный газ приходилось более половины (57%) потребления первичных энергоресурсов в мире.

В транспортном секторе в том же году доля потребления нефтепродуктов составляла около 95%.

По прогнозам Международного энергетического агентства (International Energy Agency – IEA), несмотря на активное развитие возобновляемых источников энергии, нефть и газ сохранят свою доминирующую роль как в средне – (до 2025 г.), так и в долгосрочной (до 2040 г.) перспективе.

Ухудшение структуры запасов углеводородов, происходящее по мере разработки традиционных месторождений, вынуждает нефтегазовую индустрию постоянно совершенствовать технологии поиска, разведки и добычи нефти и газа.

Нефтегазовый сектор России является одним из крупнейших в мире. По оценкам ВР, сделанным в конце 2015 г., Россия находится на 6–м месте в мире по объёму доказанных запасов нефти (102 млрд. баррелей, 6% от мирового) и на 2-м по объёму добычи (540,7 млн. т., 12,5% от мировой). По состоянию на конец 2015 г., по объёмам доказанных запасов природного газа (32,3 трлн. куб. м., 17% от мирового) и его добыче (573 млрд. куб. м., 16% от мировой) Россия находилась на 2-м месте в мире.

По подсчётам Института энергетики и финансов, основной фонд действующих нефтяных месторождений в России будет в существенной степени истощён уже к 2020 г., после чего может последовать спад добычи [10 с.134].

Ожидается, что на среднесрочном горизонте (до 2020 г.), снижение добычи на действующих нефтяных месторождениях может быть нивелировано ростом добычи в Восточной Сибири и развитием добычи трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). На долгосрочном горизонте (до 2035 г.)

ключевым источником наращивания добычи должны стать ТРИЗ, однако возрастает также роль новых месторождений как на суше, так и на шельфе (в том числе Арктическом).

Практика последнего десятилетия показывает, что вклад новых месторождений в прирост запасов нефти в России крайне незначителен, а прирост запасов нефти был в основном обеспечен за счёт доразведки уже разрабатываемых месторождений, что означает повышение доли трудноизвлекаемых запасов. Так, доля трудноизвлекаемых запасов возросла с 50% от всех запасов нефти по категории АВС14 в конце 1990-начале 2000-х гг. до 65% в 2015 г. Эту тенденцию фиксируют крупнейшие нефтегазовые компании.

Таким образом, актуальность темы заключается в том, что сегодня, когда многие уникальные месторождения нефти находятся на поздней стадии разработки, все большее значение приобретает система поддержания пластового давления или, как ее именуют сами нефтяники, ППД.

Именно современные системы ППД, а точнее, новые технологии, применяемые для поддержания пластового давления, позволяют увеличить коэффициент извлечения нефти.

В настоящее время специалисты работают, прежде всего, над снижением энергозатрат и повышением эффективности производства, они ориентированы на защиту внутрискважинного оборудования нагнетательных скважин от высокого давления и коррозии, а также комплексную оптимизацию процессов ППД.

В настоящее время X месторождение находится на 3 стадии разработки.

Объект исследования - современные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификация добычи нефти на X нефтяном месторождении (Томской области).

Предмет исследования - система поддержания пластового давления (ППД).

Цель исследования - исследования сложившейся системы поддержания пластового давления для эффективности применения современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификация добычи нефти на X месторождении (Томской области).

Задачи исследования:

- Анализ научно-технической литературы;
- Изучение нормативной документации.
- Проектно-техническая документация.
- Изучение современные технологии и оборудование в системе ППД
- Анализ эффективности
- Детально рассмотреть вопросы безопасности труда и экологичности, изучить пожарную безопасность.

Решению научных проблем система поддержания пластового давления посвящены труды отечественных учёных А.П.Крылова, Б.Т. Баишева, Н.Н. Непримеровым.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

«В административном отношении X нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. В 2,5 км на запад и 2 км на север от него расположены разрабатываемые Карайское и Федюшкинское нефтяные месторождения» [13](Рис. 1.1).

Ближайшим населенным пунктом является пос. Майск, «расположенный в 60 км восточнее X месторождения. Транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск проводится по нефтепроводу X».

Месторождение расположено в районе развитой инфраструктурой. Разрабатывается на основании лицензий на право пользования недрами с целью геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых[13].

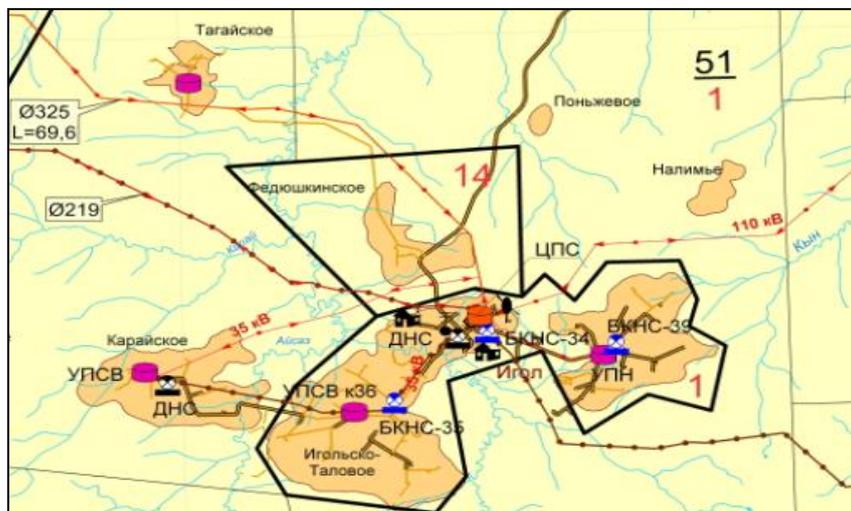


Рис. 1.1 – Обзорная карта X нефтяного месторождения

1.1 Геологическая характеристика объекта

В тектоническом отношении X месторождение приурочено к Y куполовидному поднятию, расчлененному на две структуры: Y и Z.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями надугольной и межугольной толщ горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² и Ю₁^{МУ} (васюганская свита). На Y структуре продуктивны оба пласта - Ю₁² и Ю₁^{МУ}, на Z структуре продуктивен только пласт Ю₁², пласт Ю₁^{МУ} отсутствует.

Геологический разрез приведен на рисунке 1.2.

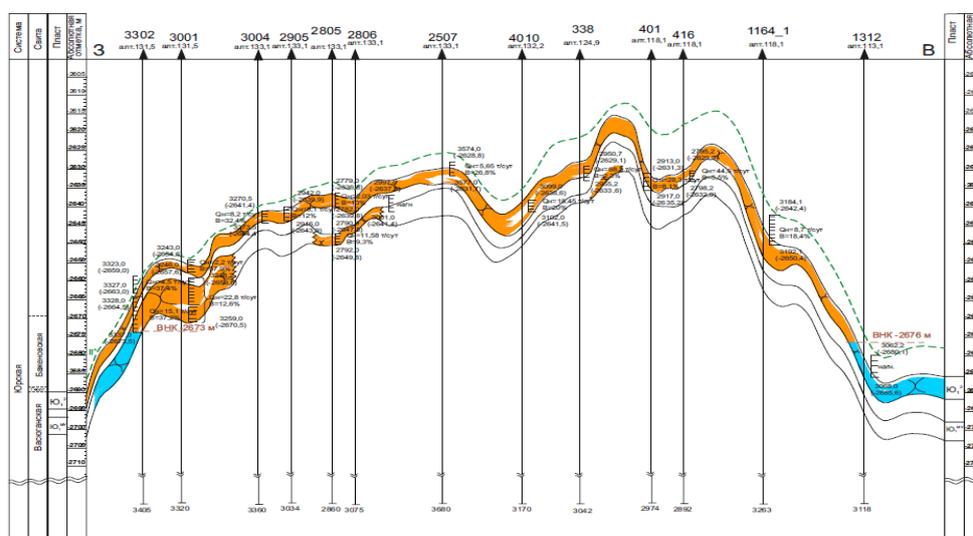


Рис. 1.2 - Геологический разрез по линии скважин I-I №№3302-3001-3004-2905-2805-2806-2507-4010-338-401-416-1164_1-1312

1.2 Геолого-промысловая характеристика объекта

Пласт Ю₁² Y площадь. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая. Размер залежи 25,8 x 4,5-6,0-15,1 км x км, высота 77,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (501 определение из 40 скважин), проницаемость (427 определений из 38 скважин); по ГИС: пористость 2211 определений в 493 скважинах) и проницаемость (2203 определения в 493 скважинах); по ГДИ: проницаемость (97 определений в 67 скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам исследования керн (45 определений в 8 скважинах) и по результатам ГИС (1594 определения в 459 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Коэффициент вытеснения определен по собственным исследованиям из двадцати скважин на 104 образцах керн.

ОФП определялись по собственным исследованиям из четырех скважин на четырех образцах керн.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 117 глубинных (из 62 скважин) и 115 поверхностных проб (из 93 скважин).

Нефть пласта Ю₁² легкая, малосернистая, парафинистая, смолистая, маловязкая.

Пласт Ю₁^{МУ} У площадь. Выявлена одна залежь нефти.

Залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размер залежи 11,3 x 1,0-3,9 км x км, высота 55,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керн: пористость (37 определений из 3 скважин), проницаемость (30 определений из 3 скважин); по ГИС: пористость (264 определения из 44 скважин) и проницаемость (262 определения из 44 скважин); по ГДИ: проницаемость (7 определений из 7 скважин).

Нефтенасыщенность определена по результатам исследования керн (9 определений из 1 скважины) и по результатам ГИС (234 определения из 39 скважин).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Коэффициент вытеснения определен по собственным исследованиям на 5 образцах.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 3 глубинных (из 1 скважины) и 2 поверхностным пробам (из 1 скважины).

Нефть пласта Ю₁^{му} среднего типа, среднесернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт Ю₁² Z площадь. Выявлены две залежи нефти: основная и залежь р-на скв. №11Р.

Основная залежь. Тип залежи - пластовая сводовая. Размер залежи 3,5-5х2-3,5 км х км, высота 36,0 м.

Залежь р-на скв. №11Р. Тип залежи - пластовая сводовая. Размер залежи 1,7х1,3 км, высота 13,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (380 определений из 22 скважин), проницаемость (355 определений из 22 скважин); по ГИС: пористость (14641 определение в 168 скважинах) и проницаемость (14553 определения в 168 скважинах), по ГДИ: проницаемость (117 определений в 42 скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам исследования керна (118 определений из 11 скважин) и по результатам ГИС (497 определений из 155 скважин).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Коэффициент вытеснения определен по собственным исследованиям из семи скважин на 24 образцах керна.

ОФП определялись по собственным исследованиям из шести скважин на 10 образцах керна.

Физико-химические свойства нефти изучены по данным исследования 16 глубинных (из 6 скважин) и 23 поверхностным пробам (из 17 скважин).

Нефть пласта Ю₁² Z площади легкая, малосернистая, парафинистая, смолистая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в приложении А.

Экспериментальные работы по определению коэффициента вытеснения нефти рабочим агентом из керна, отобранного в скважинах X месторождения,

в разное время выполнялись в лаборатории ЮУО ВНИГНИ и в отделе физики пласта ОАО «ТомскНИПИнефть».

Пласты Ю₁² и Ю₁^{МУ} X месторождения исследованы на образцах керна 27 скважин (133 определения).

Функциональной зависимости остаточной нефтенасыщенности от ФЕС образцов не имеется. Однако при низкой достоверности корреляции Кно и Кнн очевидна тенденция снижения Кно при снижении Кнн. Кроме того по лабораторным исследованиям керна X месторождения отсутствует выраженная связь и коэффициента вытеснения с пористостью, проницаемостью и начальной нефтенасыщенностью.

По имеющейся выборке значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности составляет 0,278 д.ед.

Таблица 1.1 - Геолого-физическая характеристика пластов X месторождения

Параметры	Размерность	Игольская площадь		Таловая площадь
		$Ю_1^2$	$Ю_1^{МУ}$	$Ю_1^2$
Средняя глубина залегания кровли	м	-2647	-2648	-2668
Абсолютная отметка ВНК	м	-2672-2696	-2654-2673	-2683
Тип залежи		Пластовая сводная	Пластовая сводная, Литологически ограниченная	Пластовая сводная
Тип коллектора		Поровый	Поровый	Поровый
Площадь нефте/газоносности	Тыс.м ²	224614	21757	89202
Средняя общая толщина	м	4,7	6,1	6,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,4	4,6	4,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	3,1	-	3,6
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,15	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,63	0,56	0,56
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,49	0,46	0,49
Проницаемость (ГИС)	мкм ²	0,0242	0,0079	0,0096
Коэффициент песчанности	доли ед.	0,87	0,89	0,82
Расчлененность	ед.	1,8	1,7	2,4
Начальная пластовая температура	°С	92,2	93	93,1
Начальное пластовое давление	МПа	28,6	28,4	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,86	1,48	0,94
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,731	0,757	0,761
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,837	0,846	0,840
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,260	1,188	1,203
Содержание серы в нефти	%	0,43	0,51	0,44
Содержание парафина в нефти	%	2,58	3,77	3,06
Давление насыщения нефти газом	МПа	8,5	7,1	8,0
Газосодержание	м ³ /т	79,1	55,7	65,0
Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	1,215	1,139	1,211
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		0,37	
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³		1,018	
Сжимаемость				
нефти	1/Мпа*10 ⁻⁴	14,2	12,3	16,8
Воды	1/Мпа*10 ⁻⁴		4,5	
Породы	1/Мпа*10 ⁻⁴		0,29	
Коэффициент вытеснения (Водой)	доли ед.	0,544	0,495	0,495
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут*МПа	19,4	1,6	2,8

1.3 Запасы углеводородов X месторождении

Подсчетные планы пластов Ю₁² и Ю₁^{МУ} [13] представлены на рисунках 1.3, 1.4. Состояние запасов нефти на 01.01.2018 г. представлено в таблице 1.1.

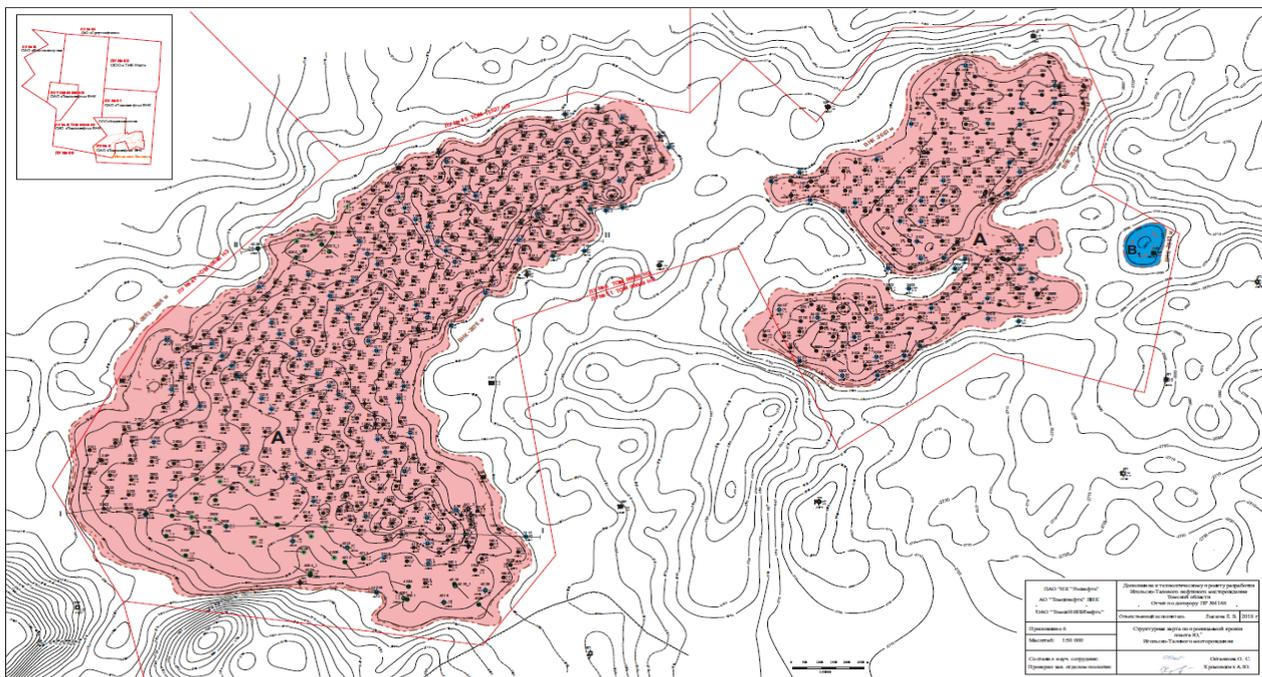


Рис.1.3 - Структурная карта по проницаемой кровле пласта Ю₁²

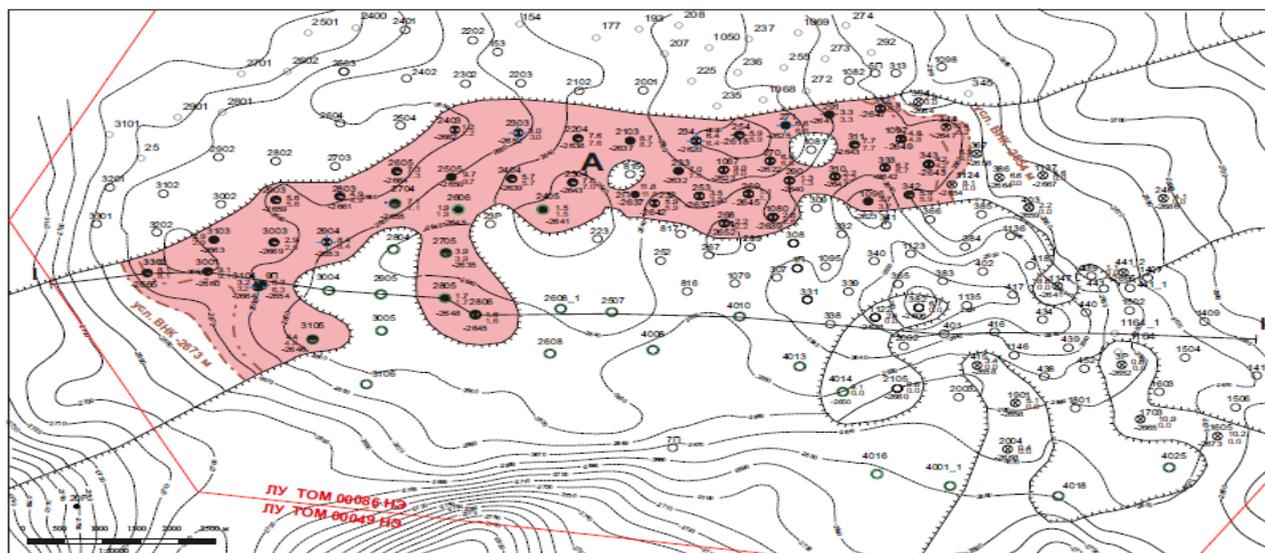


Рис.1.4 – Структурная карта по проницаемой кровле пласта Ю₁^{МУ}

Таблица 1.1 - Состояние запасов нефти на 01.01.2018 г.

Продуктивные отложения (пласты), объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т												Текущие запасы нефти, тыс. т				Накопленная добыча на 01.01.2018, тыс.т		
	Утвержденные Роснедра*						На государственном балансе												
	геологические		извлекаемые		КИН доли ед.		геологические		извлекаемые		КИН доли ед.		геологические		извлекаемые			КИН доли ед.	
	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂	A+B ₁	B ₂		A+B ₁	A+B ₁
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
АО "Томскнефть" ВНК (Лицензия ТОМ 02227 НЭ от 01.07.2018 г.)																			
Ю ₁ ² (Игольская залежь)**	55499	-	26251	-	0,473	-	56547	-	26783	-	0,474	-	34008	-	4760	-	0,387	21491	
Ю ₁ ² (Таловая залежь, основная)	20852	-	7361	-	0,353	-	20852	-	8036	-	0,385	-	14471	-	980	-	0,306	6381	
Ю ₁ ² (Таловая залежь, р-н скв. 11Р)	358	-	112	-	0,313	-	358	-	112	-	0,313	-	358	-	112	-	0,000	0	
Ю ₁ ^{МУ} (Игольская основная+южная)	5878	-	1663	-	0,283	-	6804	477	2000	86	0,294	0,180	5412	-	1197	-	0,079	466	
Всего по лицензии ТОМ 02227 НЭ от 01.07.2018 г. **	82587	-	35387	-	0,428	-	84561	477	36931	86	0,437	0,180	54249	-	7049	-	0,343	28338	
АО "Томскнефть" ВНК (Лицензия ТОМ 02228 НЭ от 01.07.2018 г.)																			
Ю ₁ ² (Игольская залежь)***	162	-	55	-	0,341	-	162	-	55	-	0,341	-	107	-	0	-	0,341	55	
Всего по лицензии ТОМ 02228 НЭ от 01.07.2018 г. ***	162	-	55	-	0,341	-	162	-	55	-	0,341	-	107	-	0	-	0,341	55	
АО "Томскнефть" ВНК (Лицензия ТОМ 02241 НЭ от 01.07.2018 г.)																			
Ю ₁ ² (Игольская залежь)	-	-	-	-	-	-	59	-	20	-	0,339	-	-	-	-	-	-	-	
Ю ₁ ² (Таловая залежь, основная)	329	-	114	-	0,347	-	329	-	123	-	0,374	-	283	-	68	-	0,140	46	
Всего по лицензии ТОМ 02241 НЭ от 01.07.2018 г.	329	-	114	-	0,347	-	388	-	143	-	0,369	-	283	-	68	-	0,140	46	
Месторождение в целом																			
Ю ₁ ² **	77200	-	33893	-	0,439	-	78307	-	35129	-	0,449	-	49227	-	5920	-	0,362	27973	
Ю ₁ ^{МУ}	5878	-	1663	-	0,283	-	6804	477	2000	86	0,294	0,180	5412	-	1197	-	0,079	466	
Всего по месторождению **, в т.ч.	83078	-	35556	-	0,428	-	85111	477	37129	86	0,436	0,180	54639	-	7117	-	0,342	28439	
Всего по недропользователю (АО "Томскнефть" ВНК)	83078	-	35556	-	0,428	-	85111	477	37129	86	0,436	0,180	54639	-	7117	-	0,342	28439	

*запасы будут поставлены на госбаланс с 01.01.2019 года

** без учета 11 тыс. т. добытой ОАО "Томскнефтегазгеология"

*** добыто скважинами с лицензии ТОМ 02228 НЭ

1.4 Современное состояние разработки X месторождения

X нефтяное месторождение открыто в 1977 г., в промышленную разработку введено в 1991 г.

Выделены два эксплуатационных объекта разработки: Ю₁^{2+МУ} Y площади и Ю₁² Z площади.

Система разработки:

- объект Ю₁^{2+МУ} Y площади - трехрядная система с переходом в зонах нефтенасыщенных толщин менее 2,9 м к разреженной площадной пятиточечной системе с бурением горизонтальных скважин;
- объект Ю₁² Z площади - площадная пятиточечная система с бурением горизонтальных скважин.

На 01.01.2018 г.:

- в добывающем фонде находится 407 скважин (160 действующих, 13 бездействующих, 130 в консервации, 59 в ожидании ликвидации, 45 в ликвидации);
- в нагнетательном – 204 скважины (138 действующих, 16 бездействующих, одна в освоении после бурения, 40 в консервации, 9 в ликвидации);
- в контрольном – 117 пьезометрических скважин, водозаборных – 22 (4 действующих, 8 бездействующих, 10 в ликвидации).

Реализация проектного фонда составляет 97,9 %.

Пробуренный фонд скважин не соответствует проектному значению. Количество действующего фонда добывающих скважин больше на 35 скважин (по проекту 125, по факту 160).

Характеристика фонда скважин приведена в приложение Б.

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении отобрано 28439 тыс.т нефти (по проекту 28501 тыс.т). Текущий КИН по факту 0,342 д.ед. (по проекту – 0,343 д.ед.), отбор от НИЗ – 80,0 % (по проекту 80,2 %).

За 2017 год добыто 381,6 тыс.т нефти (по проекту 398,6 тыс.т). «Темп отбора от НИЗ – 1,1 %. Обводненность составила 85,7 % (по проекту 83,0 %).

Отставание фактических уровней добычи от проектных незначительно и составляет 4,3 %, что обусловлено повышенной обводненностью скважин».

За 2015-2017 гг. на месторождении пробурено 30 скважин (по проекту – 35), из неработающего фонда введены 16 добывающих скважин (по проекту – 15) и 28 нагнетательных скважин (по проекту не предусматривали вывод нагнетательных скважин).

Проведено 30 ГРП на новом фонде и четыре на работающих скважинах (по проекту – 16 и 1), 5 операций ОПЗ на добывающих скважинах (по проекту – 6) и 14 ОПЗ на нагнетательных (по проекту не предусматривали), проведены 3 операции ДП на добывающем фонде (по проекту – 5), проведены 48 операций оптимизации работы насосного оборудования (по проекту – 12).

Объект Ю₁^{2+МУ} У площадь

У площадь введена в разработку в 1991 г.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту пробурено 536 скважин, в том числе 405 добывающих, 117 нагнетательных и 14 водозаборных.

На 01.01.2018 г. в добывающем фонде находится 302 скважины (114 действующих, 8 бездействующих, 86 в консервации, 58 в ожидании ликвидации, 36 в ликвидации), в нагнетательном – 114 скважины (72 действующих, 10 бездействующих, одна в освоении после бурения, 22 в консервации, 9 в ликвидации), в контрольном – 103 пьезометрических скважины, водозаборных – 17 (две действующих, пять бездействующих, 10 в ликвидации). Реализация проектного фонда составляет 97,3 %.

«Пробуренный фонд скважин не соответствует проектному значению. Количество действующего фонда добывающих скважин больше на 41 скважину (по проекту 73, по факту 114)».

«По состоянию на 01.01.2018 г. на У площади отобрано 22012 тыс.т нефти (по проекту 21972 тыс.т). Текущий КИН по факту 0,358 д.ед. (по проекту – 0,357), отбор от НИЗ – 78,7 % (по проекту 78,6 %).

За 2017 год добыто 313,3 тыс.т нефти (по проекту 274,8 тыс.т). Темп отбора от НИЗ – 1,1 %». Обводненность составила 83,2 % (по проекту 79,7 %).

По состоянию на 01.01.2018 г. текущее пластовое давление незначительно ниже начального (28,6 МПа) и составляет по площади в целом 27,1 МПа.

Объект Ю₁² Z площадь

Z площадь введена в разработку в 2006 г.

По состоянию на 01.01.2018 г. по объекту пробурено 214 скважин, в том числе 144 добывающих, 65 нагнетательных и 5 водозаборных.

На 01.01.2018 г. в добывающем фонде находится 105 скважины (46 действующих, 5 бездействующих, 44 в консервации, одна в ожидании ликвидации, 9 в ликвидации), в нагнетательном – 90 скважин (66 действующих, 6 бездействующих, 18 в консервации), в контрольном – 14 пьезометрических скважины, водозаборных – 5 (две действующих, три бездействующих). «Реализация проектного фонда составляет 99,5 %.»

«По состоянию на 01.01.2018 г. отобрано 6427 тыс.т нефти (по проекту 6529 тыс.т). Текущий КИН по факту 0,298 д.ед. (по проекту – 0,303), отбор от НИЗ – 84,7 % (по проекту 86,1 %).

За 2017 год добыто 68,4 тыс.т нефти (по проекту 123,9 тыс.т). Темп отбора от НИЗ – 0,9 %.» Обводненность составила 91,4 % (по проекту 87,5 %).

В 2017 году годовая добыча нефти по Z площади на 44,8 % ниже проектного значения. Отставание от проектных уровней добычи связано с более высоким темпом роста обводненности скважин по сравнению с ПТД 2015 года и отставанием фактического действующего фонда скважин от проектного значения на 11,5 % .

Карты текущих и накопленных отборов по состоянию на 01.01.2018 г. представлены в приложение В.

2 СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ППД) И ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

2.1 Методы воздействия на нефтяные пласты

При анализе новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи представляется особо важным проведение их конструктивной классификации. В индустрии принято разделение на первичные, вторичные и третичные методы, однако, детальная категоризация того или иного метода часто бывает неоднозначной. Это мешает правильно оценить технологический уровень применяющей его компании. Например, иногда под МУН понимают совокупность вторичных и третичных методов, иногда – только третичных, но относят к ним технологии гидроразрыва пласта, называя их или гидродинамическими, или физическими МУН. Классификация, представленная на рисунке 2.1.



Рис.2.1- Классификация методов увеличения нефтеотдачи на основе данных daleel.com

В мире существует большое количество нефтяных месторождений с богатой историей разработки, которые подошли к рубежу спада своей экономической эффективности, либо близки к нему. При этом, согласно, после применения первичных (используется естественная энергия пласта) и вторичных методов извлечения (поддержание пластового давления путем закачки воды или газа) в месторождениях остаётся до двух третей начальных геологических запасов нефти, и для повышения коэффициента извлечения

необходимо применять эффективные методы увеличения нефтеотдачи. К ним относятся тепловые, газовые, химические, гидродинамические методы и методы комбинированных воздействий. Иногда к МУН относят так называемые физические методы – гидроразрыв пласта, волновое и электромагнитное воздействие на пласт или призабойную зону.

Однако это не вполне корректно, поскольку в последних повышение нефтеотдачи происходит за счёт более эффективного использования естественной энергии пласта, а не из-за высокого потенциала вытесняющего агента, как в тепловых, газовых и химических методах. В какой-то мере это замечание относится и к гидродинамическим методам (изменение направлений фильтрационных потоков, вовлечение в разработку не дренируемых запасов, барьерное заводнение на газонефтяных залежах, нестационарное циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости). Поэтому физические и гидродинамические методы не внесены в схему МУН, представленную на Рис. 2.1. Более корректным для них представляется название «методы увеличения дебита скважины или «методы интенсификации добычи».

Необходимо отметить, что в настоящее время означенные методы практически не применяются в «чистом» виде, чаще – в виде комбинаций с другими. Например, в технологии «huff-n-puff», циклическая закачка углекислого газа производится в горизонтальную скважину, обустроенную системой вертикальных множественных гидроразрывов пласта (МГРП), закрепленных пропантом. Дополнительно, рассматривается возможность размещения в скважине генератора высокочастотного излучения для поддержания смеси CO_2 с пластовыми флюидами в сверхкритическом режиме.

«Для месторождений с разнообразными физико-геологическими условиями создан широкий комплекс систем воздействия на пласты методом заводнения». Разновидности: всех широко используемых в настоящее время методов заводнения нефтяных объектов приведены в работе М.М. Ивановой [16] в виде схемы (рис. 2.2)

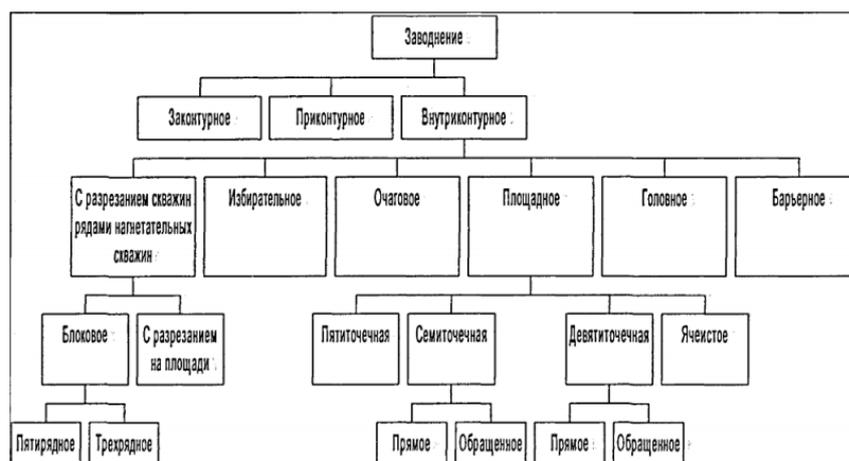
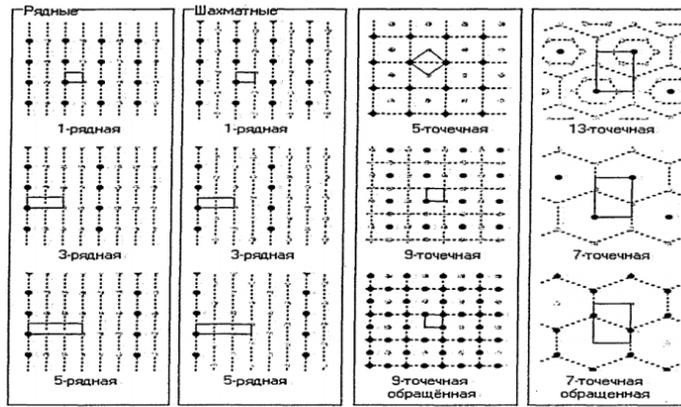


Рис.2.2 – Методы заводнения

Выделяют две группы метода заводнения, которые имеют существенное отличие друг от друга. Это - наличие или отсутствие элемента симметрии при расстановке добывающих и нагнетательных скважин. При симметричности элемента системы заводнения, их можно распространить равномерно по всей площади залежи и они определяются как регулярные, при отсутствии элементов симметрии и неравномерном характере размещения нагнетательных скважин - нерегулярные системы заводнения [19].

На рисунке приведены типичные схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения.(рис.2.3)

«Регулярные системы заводнения отличаются друг от друга по форме элемента симметрии ячейки и характеру размещения скважин по площади залежи. По одной группе - элементы симметрии ячейки имеют правильную форму, элементы системы равномерно вписаны в круг и нагнетательные скважины равномерно рассредоточены по площади залежи. По равномерному характеру размещения нагнетательных скважин в элементе системы заводнения и по площади залежи этот вид регулярной системы можно назвать равномерно - рассредоточенной» [19].



- - нагнетательная скважина
- * - добывающая скважина
- О - минимальный элемент симметрии

Рис. 2.3 - Схемы расстановки скважин регулярных систем заводнения

На рисунке 2.4 приведена схема классификации метода заводнения.



Рис. 2.4 - Классификации метода заводнения

Существуют два простейших типа размещения скважин при регулярной системе заводнения в виде пятиточечной и семиточечной элементарной ячейки, добывающие скважины которых расположены по контуру окружности или эллипса. Все остальные разновидности заводнения получаются на основе этих двух элементарных ячеек, обрамляя, их добывающими скважинами, расположенными по контуру второго, третьего круга или эллипса.

«Избирательное заводнение - местоположение нагнетательных скважин определяется после разбуривания объекта по равномерной сетке по критерию максимума связанности между скважинами и продуктивности[15]».

Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины».

Другой вид системы заводнения - контурная. Предусматривает нагнетание воды в скважины одного (линейного или кольцевого) ряда и в единичные скважины. Размещают ряды нагнетательных скважин с учетом конфигурации; внешнего, внутреннего контуров нефтеносности, газоносности, распространения литологических и тектонических экранов.

Законтурные, межконтурные, приконтурные нагнетательные скважины размещают с учетом конфигурации внешнего и внутреннего контуров нефтеносности.

Как отмечали А.П.Крылов [19], Б.Т. Баишев [7] и др., «наиболее целесообразно параллельное расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин вдоль контуров нефтеносности».

Поддержание пластового давления: на рациональном уровне так же служит важным показателем эффективности систем заводнения. Специальные исследования, проведенные профессором Н.Н. Непримеровым в 70-е годы, показали, что целесообразно эксплуатировать месторождение при давлениях, близких к начальному пластовому.

2.2 Технологическая схема поддержания пластового давления

Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта.

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (Рис. 2.5):

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);

- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт.

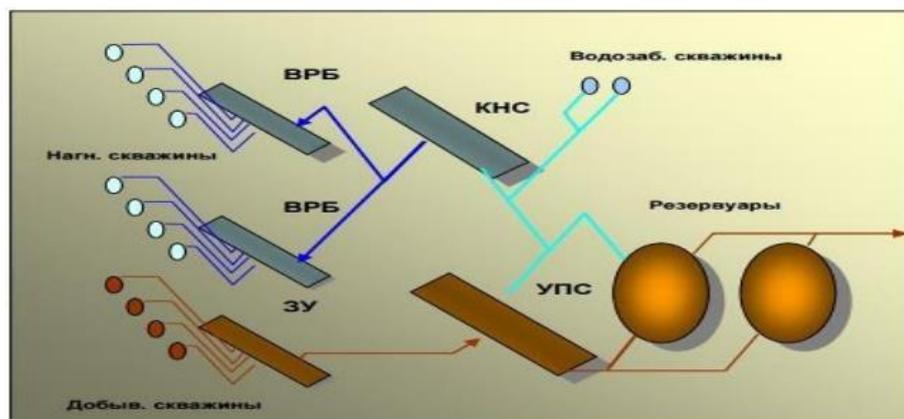


Рис. 2.5 - Схема системы ППД

К трубопроводам системы поддержания пластового давления относятся:

- нагнетательные линии (трубопровод от ВРБ до устья скважины);
- водоводы низкого давления (давление до 2 МПа);
- водоводы высокого давления (в водоводах высокого давления нагнетание воды осуществляется насосными агрегатами);
- резервуарный парк;
- внутриплощадочные водоводы (водоводы площадочных объектов).

Транспортируемой продукцией трубопроводов является агрессивная смесь вод, содержащая: механические примеси, серу, кальцит и другие вредные вещества.

Подача воды на блочные кустовые насосные станции (БКНС) осуществляется из нескольких источников:

- по водоводам низкого давления подается пластовая вода (УПСВ и ЦППН (ЦПС));
- по водоводам низкого давления подается вода из водозаборных скважин;

Оборудование нагнетательных скважин включает:

- наземное оборудование - нагнетательная арматура, обвязка устья скважины.
- подземное оборудование - насосно-компрессорные трубы, пакер.

Вода от блока гребенок (высоконапорного водовода) подаётся через нагнетательную линию скважины и тройник устьевого арматуры в НКТ и по ним поступает в пласт. Расход закачиваемой в нагнетательную скважину технологической жидкости регулируется штуцером. Выбор параметров НКТ осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке.

2.3 Основные требования к закачиваемой воде

Основным требованием, предъявляемым к закачиваемым в пласт водам, наряду с высокими нефтевытесняющими свойствами является обеспечение высокой степени фильтрации. Характер снижения приемистости нагнетательных скважин даже в пределах одного месторождения весьма разнообразен и зависит от качества применяемых вод.

В настоящее время при подготовке воды для системы ППД при эксплуатации месторождений количество взвешенных частиц (КВЧ) и содержание остаточных нефтепродуктов (ОНП), являющихся важными нормируемыми параметрами, должны быть приведены в соответствие с требованиями действующего отраслевого стандарта ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» (Приложение Г)

Подтоварная вода с УПСВ-36 подается в РВС-1000, где происходит ее очистка (оседание механических примесей, остаточная дегазация, отделение нефтяной эмульсии). Далее подготовленная для закачки вода подается на прием насосов. Насосами высокого давления рабочий агент через водораспределительный блок по водоводам высокого давления подается в нагнетательные скважины кустовых площадок.

2 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Производство не может развиваться без науки. Эффективность содружества науки и производства подтверждена многолетней совместной работой ученых и практиков-нефтяников. В нефтегазодобывающем предприятии геолого-фильтрационные модели используются с целью подбора объектов для проведения ГТМ.

Построение геологической модели X месторождения [13] произведено с помощью программного продукта Petrel 2010.2.2 компании Schlumberger, который представляет собой интегрированный пакет для трехмерного моделирования и визуализации моделей месторождений. Гидродинамическая модель построена в программном комплексе ECLIPSE компании Schlumberger. Суть метода заключается в подборе скважин по критериям, определенным на основе статистического анализа эффективности ГТМ. При построении модели учтена вся имеющаяся геолого-промысловая информация. Модель построена в соответствии с методическими рекомендациями по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.

Выделено два эксплуатационных объекта: $Ю_1^{(2+MY)}$ Y площади и $Ю_1^2$ Z площади. Для каждого эксплуатационного объекта сформированы три варианта разработки. Все варианты разработки рассчитаны до срока достижения обводненности продукции 98 % или дебита нефти 0,5 т/сут. Начало прогнозного периода отсчитывается с 2018 года.

Действующим проектным документом является «Технологический проект разработки X нефтяного месторождения Томской области», ОАО «ТомскНИПИнефть» (протокол ТО ЦКР № 57-15 от 26.11.2015 г.).

Объект $Ю_1^{(2+MY)}$ Y площади

Вариант базовый предусматривает разработку залежей существующим фондом скважин при сложившихся условиях.

Общий фонд скважин – 536, в т.ч. 266 добывающих, 105 нагнетательных, 103 контрольных, 17 водозаборных, 45 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти – 25955 тыс. т.

Достижение КИН – 0,422 при Кохв. – 0,781, Квыт. – 0,540.

Плотность сетки скважин – 26,4 га.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений утвержденного проектного документа.

Система разработки – пятиточечная, вид воздействия – заводнение, размещение скважин по сетке 500x500 м.

Общий фонд скважин – 554, в т.ч. 270 добывающих, 120 нагнетательных, 102 контрольных, 17 водозаборных, 45 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 18, в т.ч. 7 добывающих (2 горизонтальных с МГРП и 5 наклонно-направленных), 11 нагнетательных.

Перевод 4 добывающих скважин нагнетательный фонд.

Перевод 1 контрольной скважины в добывающий фонд.

ЗБС – 26 скв./опер. (24 наклонно-направленных и 2 горизонтальных).

ГРП – 5 скв./опер.

РИР – 6 скв./опер.

ОПЗ – 13 скв./опер.

ПОТ – 12 скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 28126 тыс. т.

Достижение КИН – 0,457 при Кохв. – 0,846, Квыт. – 0,540.

Плотность сетки скважин – 25,0 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) Предусматривает корректировку положений варианта 1 и выполнение программы ГТМ.

Общий фонд скважин – 544, в том числе 266 добывающих, 118 нагнетательных, 98 контрольных, 17 водозаборных, 45 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 8, в т.ч. 3 добывающих (2 горизонтальных с МГРП и 1 наклонно-направленная), 5 нагнетательных.

Перевод 3 контрольных скважин в добывающий фонд.

Перевод 2 контрольных скважин в нагнетательный фонд.

Перевод 6 добывающих скважин в нагнетательный фонд.

ЗБС – 13 скв./опер. (10 наклонно-направленных и 3 горизонтальных).

ГРП– 3 скв./опер.

РИР – 9 скв./опер.

ОПЗ – 13 скв./опер.

ПОТ– 12 скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 27969 тыс.т.

Достижение КИН – 0,454 при Кохв. – 0,841, Квыт. – 0,540.

Плотность сетки скважин – 25,5 га.

Схема размещения проектных скважин по вариантам разработки 1 и 2 на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти объекта Ю₁^{2+МУ} У площади представлены в приложение Д.

Объект Ю₁² У площади.

Вариант базовый предусматривает разработку залежей существующим фондом скважин при сложившихся условиях.

Общий фонд скважин – 214, в т.ч. 96 добывающих, 90 нагнетательных, 14 контрольных, 5 водозаборных, 9 ликвидированных.

Накопленная добыча нефти – 7005 тыс. т.

Достижение КИН – 0,325 при Кохв. – 0,657, Квыт. – 0,495.

Плотность сетки скважин – 27,7 га.

Вариант 1 предусматривает реализацию решений утвержденного проектного документа.

Общий фонд скважин – 215, в т.ч. 101 добывающая, 91 нагнетательная, 9 контрольных, 5 водозаборных, 9 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 1 добывающая ГС.

Перевод 5 контрольных скважин в добывающий фонд.

Перевод одной добывающей скважины в нагнетательный фонд.

ЗБС – 2 скв./опер. (1 наклонно-направленного и 1 горизонтального).

ГРП– 3 скв./опер.

РИР – 10 скв./опер.

ОПЗ – 5 скв./опер.

ПОТ– 6 скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 7514 тыс.т.

Достижение КИН – 0,349, Кохв. – 0,705, К выт. – 0,495.

Плотность сетки скважин – 27,0 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) Предусматривает корректировку положений варианта 1 и выполнение программы ГТМ.

Общий фонд скважин – 215, в т.ч. 100 добывающих, 90 нагнетательных, 11 контрольных, 5 водозаборных, 9 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 1 добывающая ГС.

Перевод 3 контрольных скважин в добывающий фонд.

ЗБС – 8 скв./опер. (6 наклонно-направленных и 2 горизонтальных).

ГРП – 2 скв./опер.

РИР – 6 скв./опер.

ОПЗ – 5 скв./опер.

ПОТ– 6 скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 7587 тыс.т.

Достижение КИН – 0,352, Кохв. – 0,711, Квыт. – 0,495.

Плотность сетки скважин – 26,5 га.

Месторождение в целом - сумма одноименных вариантов по объектам.

Вариант 2 (рекомендуемый) - Предусматривает оптимизацию проектных решений варианта 1 с учетом вновь полученной геолого-промысловой информации и текущего состояния разработки.

Общий фонд скважин 759, в том числе 366 добывающих, 208 нагнетательных, 109 контрольных, 22 водозаборных, 54 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 9, в т.ч. добывающих 4 (3 горизонтальных с МГРП и 1 наклонно-направленная), 5 нагнетательных.

Перевод 6 контрольных скважин в добывающий фонд.

Перевод 2 контрольных скважин в нагнетательный фонд.

Перевод 6 добывающих скважин в нагнетательный фонд.

ЗБС - 21 скв./опер. (16 наклонно-направленных и 5 горизонтальных);

ГРП– 5 скв./опер.

РИР – 15 скв./опер.

ОПЗ – 18 скв./опер.

ПОТ– 18 скв./опер.

Накопленная добыча нефти – 35556 тыс.т.

Достижение КИН – 0,428.

Плотность сетки скважин – 25,8 га/скв.

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения по X месторождению приведены в приложение Л. Таким образом, в рамках выполненной работы, на основе обобщения геолого-промысловый и технологической информации, сформирован наиболее перспективный вариант развития нефтедобычи на X месторождении, реализация которого позволит увеличить уровни добычи нефти и полноту нефтеизвлечения.

Вариант базовый, предполагающий разработку месторождения при сложившихся условиях и необходимый для оценки вложенных инвестиций.

Вариант 1 (утвержденные проектные решения) предполагает реанимацию системы разработки посредством максимального использования бездействующего неработающего фонда скважин, в местах локализации запасов нефти бурение боковых стволов различного профиля.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию варианта 1 с учетом вновь полученной геолого-промысловый информации и текущего состояния разработки. Актуализирована программа ГТМ, включающая бурение боковых горизонтальных стволов (ЗБГС, ЗБГС с МГРП), ГРП, РИР, ОПЗ, вывод скважин из неработающего фонда. Применение горизонтальных скважин с МГРП.

Экономическое обоснование варианта, рекомендуемого к применению

Показатели экономической эффективности разработки X месторождения рассчитаны при условии реализации 50 % нефти на внешнем рынке по цене 53,1 долл./барр. при курсе доллара США 58,3 руб./долл., 50 % на внутреннем рынке по цене (с НДС) 16 935 руб./т. Попутный нефтяной газ реализуется по цене (с НДС) 616 руб./тыс.м³. Нормативы эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по X группе месторождений. Нормативы капитальных вложений определены на основе планируемых на 2018 год цен. Экономическая оценка проведена с учётом выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством.

Исходные данные для расчета экономических показателей разработки приведены в приложение М.

Выбор варианта рекомендуемого для практической реализации основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов разработки объектов X месторождения и нахождении максимального интегрального показателя оптимальности, представленных в приложение Н.

Все рассмотренные технологические варианты разработки Y площади, характеризуются наличием рентабельного периода разработки (приложение К). Максимальное значение Топт имеет вариант 2, который рекомендуется к реализации. Из рассмотренных вариантов разработки Z площади, единственным вариантом, имеющим рентабельный период, также является вариант 2.

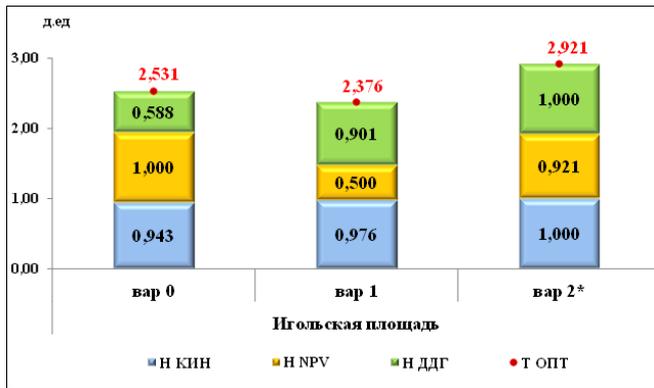


Рис. 3.1 - Интегральный показатель оптимальности по вариантам разработки Y площади

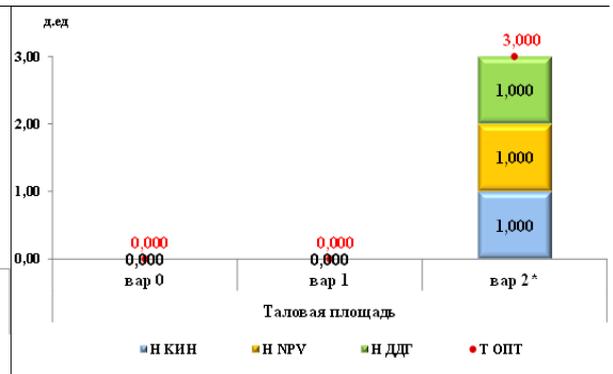


Рис. 3.2 - Интегральный показатель оптимальности по вариантам разработки Z площади

При реализации рекомендуемого варианта разработки X месторождения, добыча нефти составит 7 106 тыс. т., КИН - 0,428 д. ед. За рентабельный срок разработки добыча нефти 3 410 тыс. т., КИН - 0,381 д. ед., дисконтированный (с дисконтом 15 %) доход недропользователя составит 897 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 20 474 млн. руб.

Технико-экономические показатели по вариантам разработки X месторождения за проектный срок представлены на рисунке 3.3, в Приложение К.

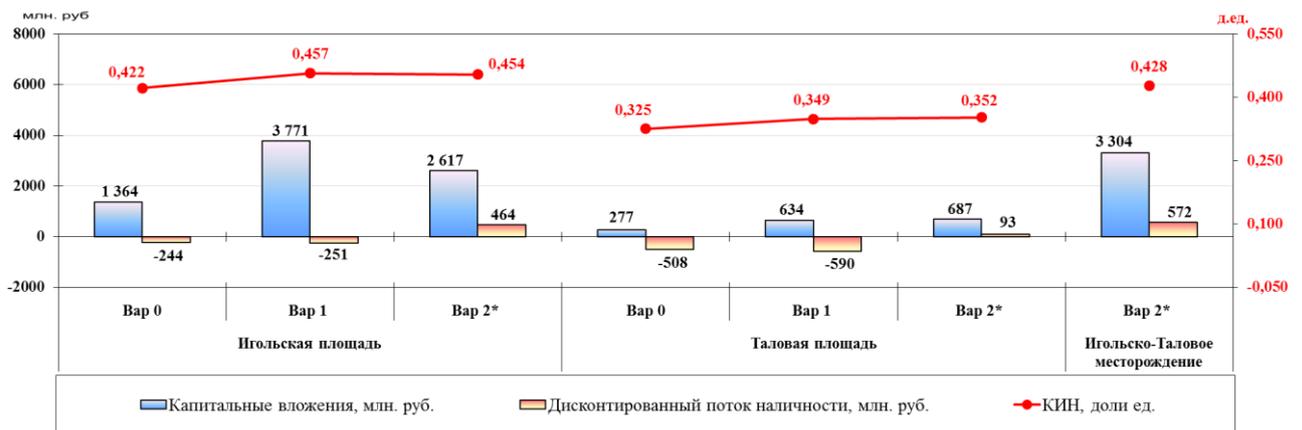


Рис. 3.3- Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки

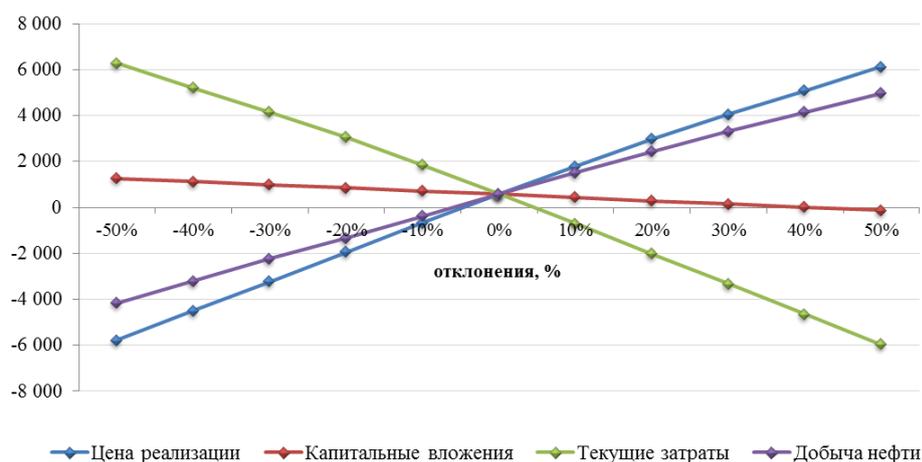


Рис. 3.4 - Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения текущих затрат проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне $\pm 40\%$. Так, при падении цены реализации на 5 % или добычи нефти на 6 %, либо увеличении текущих затрат на 4 % разработка X месторождения становится нерентабельной.

Увеличение капитальных вложений в указанном диапазоне существенно не повлияет на эффективность проекта. Разработка X месторождения обладает высокой чувствительностью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется положительной экономической эффективностью (Рис. 3.4).

По совокупности технико-экономических показателей за рекомендуемый вариант разработки принят вариант 2 с рентабельным сроком разработки 12 лет. Достигнутые для этого варианта за проектный срок (12 лет) значения коэффициента нефтеизвлечения и накопленных отборов нефти приняты за рекомендуемые извлекаемые запасы.

Геологические, извлекаемые запасы нефти и КИН рекомендуются по варианту 2 с соответствующими расчётными значениями:

- геологические запасы – 83078 тыс. т,
- извлекаемые запасы – 35556 тыс. т, КИН – 0,428;

Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти приведено в таблице 8

По результатам проектирования получено уменьшение извлекаемых запасов. Изменения рекомендуемых извлекаемых запасов и КИН произошли по причине уменьшения коэффициента начальной нефтенасыщенности и геологических запасов по объекту Ю₁^{2+МУ} Y площади и более резкого темпа обводнения скважин объекта Ю₁² Z площади.

В целом по месторождению извлекаемые запасы изменились в меньшую сторону на 4,5 % с 37226 тыс. т до 35556 тыс. т. По месторождению расчетный КИН ниже утвержденного ГКЗ на 0,008 д. ед. или на 1,8 %.

Сопоставление представляемых к утверждению извлекаемых запасов нефти и расчетных величин КИН с числящимися на государственном балансе по состоянию на 01.01.2018 г. приведено в приложение П.

В данном исследовании предлагается принять значение КИН, полученное по рекомендуемому варианту по результатам гидродинамических расчетов - 0,428 д. ед.

Расчет конечной нефтеотдачи проведен статистическим методом с учетом информации о фильтрационно-емкостной характеристике залежи и физико-химических свойств нефти и воды представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты оценки КИН статистическими методами

Метод оценки	КИН		
	Y площадь		Z площадь
	Ю ₁ ²	Ю ₁ ^{МУ}	Ю ₁ ²
С.В.Кожакин	0,465	0,260	0,352
А.Я. Хавкин, В.К. Гомзиков	0,451	0,277	0,347
В.К. Гомзиков, Н.А. Молотова	0,454	0,390	0,345
Модель В.Г. Гомзикова для терригенных коллекторов	0,453	0,252	0,357
Среднее значение по методам оценки	0,456	0,279	0,350

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки, стоимости замены насосного агрегата согласно государственных единых сметных норм
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20%, Страховые взносы 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР</i>	Расчет экономической эффективности замены насосного агрегата

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына З.В.	К.Т.Н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Селезнева Н.В.		

Томск – 2019 г

Конфиденциально

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна

Институт	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. «Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)»

X нефтяное месторождение. Блочная кустовая насосная станция №35 (БКНС35)

К наиболее опасным местам на БКНС относятся:

- насосный блок;
- территория внутри обволакивания РВС;
- крыша РВС;
- водораспределительная гребенка;
- электрощитовые.

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

- повышенный уровень шума, вибрации на рабочем месте;
- пониженная температура воздуха (при работе на открытой площадке в зимний период);
- повышенное давление в оборудовании, в системе технологических трубопроводов;
- высокое напряжение в электрической цепи электрооборудования.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. «Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ)».

К вредным производственным факторам, влияющим на машиниста по закачке рабочего агента в пласт, относятся:

- повышенный уровень шума, вибрации на рабочем месте;
- пониженная температура воздуха (при работе на открытой площадке в зимний период);
- освещенности рабочего места машиниста по закачке рабочего агента в пласт.

2. «Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- повышенное давление в оборудовании, в системе технологических трубопроводов;

<ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)» 	<ul style="list-style-type: none"> – высокое напряжение в электрической цепи электрооборудования; – нарушением противопожарного режима; – поражения электрическим током.
<p>3. «Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды». 	<ul style="list-style-type: none"> – загрязнением атмосферного воздуха; – нарушением гидрогеологического режима; – загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждением почвенно-растительного покрова; – изъятием земель.
<p>4. «Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий» 	<ul style="list-style-type: none"> – Перечень возможных ЧС при эксплуатации объекта (Взрывы, ГНВП, отключение электроэнергии, паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы, снежные заносы) – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС (Проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах. Контроль на промышленном объекте за выполнением правил противопожарной безопасности Защита персонала и населения: – организация системы оповещения о возникновении ЧС; – обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты; – планирование проведения эвакуации из опасных районов; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её (действие по плану ликвидации возможных аварий ПЛВА).
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; ГОСТ 12.0.004-90 «Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения» ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.018-9 «Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования» ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация»</p>

	<p>ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»</p> <p>ГОСТ 26568-85 «Вибрация и средства защиты. Классификация»</p> <p>ПБ 12-368-00 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»</p> <p>СанПиН 2.1.7.722-98 «Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов»</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»</p> <p>СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»;</p> <p>Стандарт АО «Томскнефть» ВНК "Заявление о политике в области промышленной безопасности" № ПЗ-05 С-0187 ЮЛ-098</p> <p>Положение АО «ТН» ВНК «Порядок обучения (подготовки) и проверки знаний (аттестации) работников по безопасности труда» №ПЗ-05 Р-0589 ЮЛ-098.</p> <p>Положение АО «Томскнефть» ВНК. "Порядок расследования происшествий." №ПЗ-05 Р-0778 ЮЛ-098</p> <p>Положение АО «Томскнефть» ВНК «Порядок проведения производственного контроля за состоянием промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды» №ПЗ-05 Р-0032 ЮЛ-098</p>
--	--

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Селезнева Наталья Владимировна		

Томск – 2019 г

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПОДДЕРЖАНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Блочная кустовая насосная станция №35 (БКНС-35) предназначена для закачки рабочего агента в продуктивные пласты с целью поддержания в них давления, необходимого для отбора планируемых объемов нефти. БКНС-35 введена в эксплуатацию в 1995 году и охватывает нагнетательный фонд скважин X нефтяного месторождения.

Технологический процесс блочной кустовой насосной станции № 35 разработан АО «Томскнефть» ВНК. Проект выполнен ОАО «ТомскНИПИнефть».

БКНС-35 имеет одну технологическую линию. Подтоварная вода с УПСВ-36 подается в РВС-1000, где происходит ее очистка (оседание механических примесей, остаточная дегазация, отделение нефтяной эмульсии). Далее подготовленная для закачки вода подается на прием насосов. Насосами высокого давления рабочий агент через водораспределительный блок по водоводам высокого давления подается в нагнетательные скважины кустовых площадок.

Протяженность технологических трубопроводов – 492,1 м.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму закачки жидкости, контроль за системами работы агрегата, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при закачке жидкости. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В Таблице 5.1 указаны опасные и вредные факторы при эксплуатации опасного производственного объекта на X месторождении.

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

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация станции месторождения.	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Неудовлетворительные метеорологические условия; 3. Повышенный уровень шума и вибрации; 4. Отсутствие или недостаток освещенности. 5. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов	1. Поражение электрическим током; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность; 4. Давление в системах работающих механизмов 5. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила противопожарного режима в РФ; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Защита работающих от производственных опасностей обеспечивается выполнением комплекса организационных, санитарно-технических мероприятий, направленных на предотвращение воздействия на работающих вредных производственных факторов:

- проведением систематического профилактического осмотра оборудования и проверки исправность ограждающих устройств;
- проведение своевременного технического обслуживания оборудования БКНС согласно утверждённым графикам
- проведение экспертизы промышленной безопасности оборудования по истечении срока его разрешённой эксплуатации, а так же после ремонта, монтажа, расконсервации.
- надежной изоляцией токоведущих частей, защитным заземлением;
- обеспечением производственных помещений освещением и естественной вентиляцией;
- обеспечением контроля состояния воздушной среды в насосном блоке переносными газосигнализаторами;
- применением для изготовления помещений, в которых смонтировано динамическое оборудование, звукопоглощающих материалов;

- выводом показаний основных параметров работы оборудования в операторную;
- разработкой ПМЛЛПА и проведением по нему с персоналом БКНС учебно-тренировочных занятий.
- обеспечением персонала средствами индивидуальной защиты согласно Нормам.

Машинист по закачке рабочего агента в пласт должен работать только в спецодежде, спецобуви и средствах индивидуальной защиты, которые ему выдаются в соответствии с утвержденными в Обществе нормами. Указанные нормы разработаны на основании «Типовых отраслевых норм бесплатной выдачи спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты». Нормы выдачи СИЗ являются неотъемлемой частью Коллективного договора, заключенного между работодателем и трудовым коллективом.

При выполнении работ на территории БКНС машинист обязан находиться в защитной каске с использованием, в зимнее время, подшлемника-маски (подшлемника утепленного).

При нахождении в помещении машинного зала, в условиях повышенного шума, машинист должен использовать противозумные наушники.

Обслуживание оборудования в машинном зале и других местах с повышенным уровнем вибрации машинист должен проводить с применением антивибрационных ковров.

Текущий ремонт оборудования и другие работы, с применением ручных инструментов, щеток, машинист должен выполнять в защитных очках.

Запуск и остановку (включение и выключение электропривода) насосных агрегатов машинист должен осуществлять в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом ковре (подставке). Машинист по закачке рабочего агента в пласт должен соблюдать противопожарный режим, установленный на объекте, меры пожарной безопасности. Знать места расположения, назначение первичных средств пожаротушения, уметь

пользоваться ими. Запрещается использование первичных средств пожаротушения не по назначению.

Контроль параметров и управление технологическим процессом осуществляется дистанционно по приборам, со световой и звуковой сигнализацией, которая срабатывает при достижении предельно допустимых и аварийных значений.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- своевременно осуществлять ревизию и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- к работе должен допускаться только квалифицированный персонал;
- все работники должны проходить инструктаж по пожарной безопасности, промышленной безопасности и производственной санитарии;
- при выполнении текущего обслуживания и ремонта оборудования на взрывопожароопасных объектах необходимо применять искробезопасный инструмент;
- обслуживающий персонал на рабочем месте должен находиться в спецодежде, спецобуви и, при необходимости, применять средства индивидуальной защиты;
- объект должен быть обеспечен аптечкой с набором инструментов и перевязочных материалов для оказания доврачебной помощи;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций газа необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- насосные должны иметь систему вентиляции, обеспечивающую чистоту воздуха в помещении.

В случае возникновения аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации аварии и ее последствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый рабочий должен проходить, в соответствии с графиком, тренировочные занятия по « Плану мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии», а также уметь пользоваться СИЗ и содержать их в исправном состоянии.

5.1.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Обслуживающий персонал блочной кустовой насосной станции может находиться вблизи насосного агрегата на расстоянии 1м. от его контура не более 15 минут в смену при наличии индивидуальных средств защиты от шума по ГОСТ Р 12.4.255-2011 [26]. Остальное время обслуживающий персонал должен находиться в звукоизолированном помещении с уровнем звука не более 80 дБа. Помещение, где установлен насосный агрегат, должно быть обозначено знаком безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015 [27], предусмотренным для помещений с уровнем звука (эквивалентным уровню звука) выше 80 дБА.

Основные методы борьбы с шумом. Общая классификация средств и методов защиты от шума приведена в ГОСТ 12.1.029-80 [28]:

Санитарно-технические нормы производственных зданий, помещений и открытых площадок приведенных в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Санитарно-технические нормы производственных зданий, помещений и открытых площадок

Помещение, рабочие места	Искусственное освещение		Естественное освещение	
	Комбинированное(люксах)	Общее, (люксах)	Верхнее (люксах)	Боковое (люксах)
Операторная Стол оператора Монитор Проходы	750 комб/150 общ	300 200 150	3	0,8
Машинный зал Оборудование Приборы Проходы	--	75 100 100	--	--
Рабочие площадки наружных установок	--	50	--	--
Проходы и проезды	--	0,5	--	--
Шкалы контрольно-измерительных приборов	--	50	--	--

Поражение электрическим током

Действие электрического тока на организм человека очень сложно и проявляется следующим образом:

- возникают внешние местные поражения – ожоги;
- возникают внутренние механические поражения - разрыв тканей и некоторых внутренних органов;
- возникают механические повреждения, вследствие падения человека с высоты из-за испуга при незначительном воздействии силы тока;
- электроофтальмия - воспаление глаз вследствие воздействия электрической дуги
- электрический удар, который представляет наибольшую опасность из всех видов поражения. В этом случае при прохождении тока через тело человека поражается весь организм в целом, возникают судороги, расстройство дыхания, аритмия работы сердца.

Требования техники безопасности и охраны труда при эксплуатации энергетического хозяйства объекта БКНС-35 обеспечиваются следующими проектными решениями:

- обеспечением безопасных габаритов и изоляционных промежутков в электрооборудовании в соответствии с требованиями ПУЭ;

- подборка оборудования производится для взрывопожароопасных зон и технологических помещений в соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности и ПУЭ;
- ограждением площадок электрооборудования, оснащением электротехнических помещений отдельными запирающимися входами;
- заземлением технологического и электротехнического оборудования в соответствии с ПУЭ.

Пожарная безопасность

Для раннего обнаружения пожара, помещения и установки БКНС оборудованы автоматической пожарной сигнализацией с выводом сигнала на приемно-контрольный прибор, расположенный в помещении операторной. Пожарная сигнализация не является установкой пожаротушения.

К основным причинам пожаров в нефтяной промышленности относятся:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования (арматуры, трубопроводов);
- отказ в работе технологического и электрооборудования, устройств контроля, управления и защиты;
- неосторожное обращение с огнем и электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и возникновение разрядов, вызываемых статическим электричеством;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Пожаробезопасность на объекте обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы проложены надземно на несгораемых опорах;

- электрооборудование технологических площадок выбрано с учетом категории и зоны взрывоопасности;
- выполнена молниезащита зданий и сооружений;
- выполнена защита оборудования и технологических трубопроводов от статического электричества;
- дыхание емкостного оборудования, резервуаров выполнено через дыхательные клапана с огнепреградителями;
- объем КИПиА позволяет полностью держать под контролем технологические процессы, перекачки подтоварной воды. Предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- территория БКНС, ограждается по всему периметру, исключая проникновение посторонних;
- ко всем технологическим сооружениям предусмотрены подъездные дороги.

В таблице 5.3 указаны нормы оснащения производственных зданий, помещений и наружных установок огнетушителями и пожарными щитами

Таблица 5.3 - Нормы оснащения производственных зданий, помещений и наружных установок огнетушителями и пожарными щитами

№ п/п	Объекты, комплектуемые средствами пожаротушения.	Местонахождение	Наименование средства пожаротушения, противопожарного оборудования	Количество
1.	Операторная	Помещение операторной	Огнетушитель ОУ-5	1 шт.
2.	Машинный зал	Помещение машинного зала	Огнетушитель ОУ-3	1 шт.
			Огнетушитель ОУ-5	1 шт.
			Огнетушитель ОУ-6	1 шт.
			Огнетушитель ОП-8	1 шт.
			Огнетушитель ОП-10	2 шт.
			Огнетушитель ОП-50	1 шт.
			Пожарный кран Ø-51 мм	1 шт.
3.	Территория БКНС	Помещение машинного зала	Пожарный щит ЦП – В	1 ком.
			Огнетушитель ОУ-3	1 шт.
			Лом	1 шт.
			Ведро	2 шт.
			Лопата штыковая	1 шт.
			Лопата совковая	1 шт.
			Емкость для хранения воды 0,2м ³	1 шт.
			Пожарная кошма (покрывало из негорючего материала 2х2м)	1 шт.
			Ящик с песком 0,5 м ²	1 шт.

5.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

Загрязнение атмосферного воздуха на БКНС происходит через фланцевые соединения и сальники задвижек технологического оборудования. Для предотвращения загрязнения атмосферного воздуха необходимо периодически проверять затяжку резьбовых соединений на фланцах трубопроводов и своевременно производить замену сальниковых набивок на запорной арматуре.

По данным расчетов рассеивание загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы от источников выброса БКНС-35 происходит в пределах промышленной площадки, превышений установленных ПДК на границе нормативной санитарно-защитной зоны (300м) не наблюдается ни по одному веществу.

Защита гидросферы

Для поддержания пластового давления в нефтяной пласт закачивается рабочий агент (Таблица 5.4).

Таблица 5.4 - Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции		Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по гост, ост, стп, ту (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2		3	4	5	6
1	Вода сеноманских пластов		МВИ №02-24./ X-МВИ-6-2011	Механические примеси	Не более 100 мг/дм ³	Вода для заводнения нефтяных пластов (поддержания пластового давления)
2	Подтоварная вода		МВИ №02-24./ X-МВИ-6-2011	Механические примеси	Не более 100 мг/дм ³	
			МВИ № 02-24/X1-МИ-7-2012	Массовая концентрация нефти	Не более 50 мг/дм ³	
3	Масло	И-20А (ТП-22)	ГОСТ 6370-83	Механические примеси	<50 мг/дм ³ < (0,05%)	Система смазки подшипников насосного агрегата
			ГОСТ 2477-2014	Массовая доля воды	<30 мг/дм ³ < (0,03%)	
			ГОСТ 33-2000	Вязкость при 40°С	25-52 мм ² /с	
			ГОСТ 20799-88	Температура вспышки в открытом тигле	не ниже 180°С	

Дренаж технологических вод осуществляется в подземную емкость ЕП-1 V=40м³ и по мере наполнения откачиваются в приемный трубопровод ЦНС для использования в технологическом процессе системы ППД.

В таблице 5.5 приведены места отбора проб и методы аналитического контроля.

Таблица 5.5 - Аналитический контроль технологического процесса

№ п/п	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерений)	Контролируемые показатели	Методы контроля	Норма	Частота контроля
1.	Вода с приема насосов БКНС	Общий приемный трубопровод ЦНС	Массовая концентрация нефти, мг/дм ³	МВИ № 02-24/Х1-МВИ-7-2012	Не более 50 мг/ дм ³	3 раза в месяц
			Количество мех. примесей (КВЧ), мг/дм ³	МВИ №02-24./Х1-МВИ-6-2011	Не более 100 мг/ дм ³	
2.	Подтоварная вода с УПСВ	Прозаборное устройство (по ГОСТ2517-85) трубопровода приема подтоварной воды	Массовая концентрация нефти, мг/дм ³	МВИ № 02-24/Х1-МВИ-7-2012	Не более 50 мг/дм ³	3 раза в месяц
			Количество мех. примесей (КВЧ), мг/дм ³	МВИ №02-24./Х1-МВИ-6-2011	Не более 100 мг/ дм ³	
3.	Масло в маслосистеме	Маслобаки	Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	Не более 0,03%	2 раза в месяц
			Массовая доля мех. примесей, %	ГОСТ 6370-83	Не более 0,05%	
			Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 20799-88	не ниже 180 °С	1 раз в год

Защита литосферы

Почвы территории X месторождения не однородны. Преобладание большей части отрицательных и близких к нулю температур в почве, продолжительный период ее оттаивания, высокая влажность воздуха создают условия для развития подзолистого и болотного типов почвообразования, которые формируют почвы: болотные верховые торфяные на мелких и средних торфах, болотные переходные торфяные на мелких и средних торфах, дерново-подзолистые среднеуглистые.

Земли, отведенные в постоянное пользование на период эксплуатации месторождения, используются для размещения:

- Эксплуатационных и нагнетательных скважин (кустовые площадки).
- Площадки под объекты обустройства (УПСВ, БКНС, и др.).
- Автомобильных дорог.

Объект находится за пределами селитебной зоны и не оказывает влияния на сопредельных территорий.

Все технологические площадки, подъезды покрыты сборным и монолитным бетоном.

Для уменьшения опасности загрязнения почвы и водоносного горизонта в аварийных ситуациях предусмотрены следующие мероприятия:

- дренирование жидкости из технологических аппаратов в подземные емкости и возврат продуктов в технологический процесс;
- аварийная сигнализация;
- для локализации загрязнений непосредственно на месте образования предусмотрено устройство бетонных площадок и обвалование.

Комплекс ППД не представляет угрозы для здоровья человека при прямом, косвенном, кумулятивном и других видах воздействия, не связано с производством экологически опасной при использовании, переработке и уничтожении продукции.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, которые происходят на объектах добычи и переработки, сильно вредят экологическому состоянию окружающей среды, приводят к существенным убыткам.

В случае замазученности территории БКНС нефтесодержащей жидкостью (нефтепродуктами) необходимо убрать нефть (нефтепродукты), используя для этого подручные средства или вакуумной машиной (АКН.) Во избежание разлива нефтесодержащей жидкости (нефтепродуктов) по территории БКНС необходимо выполнить земляное обвалование места разлива, после чего приступить к уборке. Нефтесодержащая жидкость вывозится в места её утилизации. Замазученный грунт необходимо снять и вывезти в шламонакопитель, засыпав место разлива чистым песком.

В случае разгерметизации оборудования и разлива рабочего агента, без загрязнения территории БКНС нефтью, необходимо выполнить земляное обвалование места разлива и затем приступить к уборке рабочего агента в дренажную ёмкость, используя для этого подручные средства или вакуумную машину. Загрязнённый грунт необходимо снять и вывезти в шламонакопитель, засыпав место разлива чистым песком.

При разливе НСЖ в каре резервуара применяются следующие меры:

- сбор разлитой жидкости с использованием вакуумной машиной (АКН);
- замазученный грунт удаляется при помощи лопат вручную или с помощью специальной техники (УДС);
- замещение загрязнённого грунта происходит путем отсыпки карьерным песком с последующей горизонтальной планировкой места загрязнения.
- вывоз замазученного грунта на шламонакопитель.

При обнаружении разлива ингибитора у блока реагентного хозяйства (БРХ) оповестить РИТС, ЦТОРТиЛПА-3, Руководство ЦППД-2.

Безопасная эксплуатация объекта в значительной мере обеспечивается надежностью оборудования и его работой в соответствие с регламентными параметрами. Необходим постоянный контроль за техническим состоянием насосных агрегатов, арматуры, трубопроводов.

Оборудование, трубопроводы и электрооборудование БКНС подвергаются техническому обслуживанию в соответствие с утвержденными графиками. Осуществляется постоянный контроль за эксплуатацией оборудования в соответствие с требованиями нормативных документов.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

На производственных объектах при проведении различных работ в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, песок, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

«Межотраслевыми правилами по охране труда» установлено пять квалификационных групп по электробезопасности.

Изготовлены предупреждающие таблички («Высокое напряжение», «Опасная зона», «Не включать, работают люди», «Внимание! Пуск автоматический!»), которые вывешивают непосредственно у данных объектов.

Режим труда и отдыха персонала объектов устанавливают правилами внутреннего распорядка, разработанных в соответствии с Трудовым кодексом РФ и нормативными правовыми актами, утверждаемыми руководителем ЭО (Филиала ЭО), по согласованию с профсоюзным органом.

Режим труда и отдыха, включающий регламентированные перерывы, устанавливают с учетом конкретных условий труда, специфики производства и местных условий объекта КС.

Работа с вредными веществами в условиях превышения гигиенических нормативов возможна при использовании СИЗ и/или при сокращении времени контакта с вредными веществами.

Для отдыха оперативного персонала в период регламентированных перерывов предусматривают специальные помещения, оборудованные удобной мебелью и отвечающие санитарно-гигиеническим требованиям.

ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».
ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ.- «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы»
ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»

Заключение

АО «Томскнефть» ВНК является ключевым звеном в топливно-энергетическом комплексе Российской Федерации – обеспечивает транспортировку нефти и продуктов ее переработки, по системе магистральных трубопроводов. Компания определяет в качестве основного приоритета своей деятельности - обеспечение требований производственной и экологической безопасности. В системе организации работ по промышленной безопасности определены должностные обязанности руководителей, специалистов и исполнителей по обеспечению промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в рамках выполненной работы, была изучена система поддержания пластового давления.

Дана классификация методов заводнения, учитывающая размещение скважин,

форму ячейки систем заводнения, принципы и критерии выбора местоположения нагнетательных скважин.

По темпам отбора более предпочтительны рассредоточенные системы, а по конечному коэффициенту нефтеизвлечения, отборам жидкости и закачке воды - рядные системы заводнения;

На динамику технологических показателей разработки систем заводнения при прочих равных условиях существенно влияет величина соотношения вязкости нефти и воды и степень неоднородности по коллекторским свойствам.

Наибольшие значения начального дебита скважин, на всем интервале соотношения вязкостей нефти и воды и показателя неоднородности - соответствуют пятиточечным и однорядным системам заводнения, а наибольшие значения коэффициента нефтеизвлечения и минимальные ВНФ (водонефтяной фактор) достигаются при менее интенсивных системах заводнения;

С увеличением соотношения количества добывающих и нагнетательных скважин конечные коэффициенты нефтеизвлечения закономерно увеличиваются, а дебиты скважин уменьшаются.

Проект разработки X месторождения характеризуется положительной экономической эффективностью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 N 174-ФЗ. Последняя редакция от 29.12.2015 N 408-ФЗ,
2. ГОСТ Р 12.4.255-2011. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Механические методы испытаний.
3. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения.
4. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
5. Единые нормы и расценки на строительные монтажные и ремонтностроительные работы. Сборник ЕЗ4. Монтаж компрессоров, насосов и вентиляторов.
6. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
7. Баишев Б.Т., Буранова С.В., Чоловский В.И. "Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия". Нефтяное хозяйство. 1989г., с.39-45.
8. Бакиров И.М. К вопросу классификации систем заводнения.- Тезисы докладов межрегиональной конференции, посвященной 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане и 50- летию г.Альметьевска. - Альметьевск. - 2003. – с 54.
9. Бакиров И.М., Дияшев Р.Н., Закиров И.З. О размещении нагнетательных скважин и системах заводнения при разработке нефтяных месторождений;
10. Всероссийского совещания по разработке нефтяных месторождений.- Альметьевск.-2000.-С.134-145.
11. Горная энциклопедия. — М.: Советская энциклопедия. Под редакцией Е. А. Козловского. 1984—1991.

12. Дежина И., Фролов А. В поисках прорывных технологий: фотоника. *Мировая экономика и международные отношения*, 2017, т. 61, № 6, сс. 14-22
13. Дополнение к технологическому проекту разработки X нефтяного месторождения Томской области. . ОАО «ТомскНИПИнефть»
14. Ентов Е. В., Панков В.Н., Панько С.В."Математическая теория целиков остаточной вязкопластичной нефти". Томск, 1989г. Издательство Томского университета.
15. Закиров С.Н., " Анализ проблемы «Плотность сетки скважин - нефтеотдача»". Издательский дом «Грааль». М. 2010.
16. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. "Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа" Москва, Недра, 1985 г. стр. 216-259.
17. Ивановский В.Н, Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В2ч. – М: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.И. Губкина, 2003. – Ч.2. – 792 с.
18. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов.- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2001 - 544 с.
19. Крылов А.П., "Основные принципы разработки нефтяных залежей с применением нагнетания рабочего агента в пласт". Труды МНИ, выпуск 12, Гостопнтехиздат, 1953 г.
20. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2005. –720 с.
21. Леви В.Н. и др. Исследования эффективности разработки нефтяных месторождений на основе экономико-математического моделирования.
22. Лысенко В. Д. "Проектирование разработки нефтяных месторождений ". М. Недра, 1987,с.83. 118-122.
23. Михайлов В.В., Чекалин А.П. "Исследование двухфазной фильтрации в элементах площадного заводнения".

24. Низаев Р.Х. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. "Гидродинамические расчеты технологических показателей разработки нефтяных месторождений по блочно-осредненной модели двухфазной фильтрации. Уфа, 1992г.
25. Панков В.Н. отчет по теме 24/82 от 10.01.1983г. Теоретическое обоснование технологических параметров площадного заводнения нефтяных месторождений Татарии с учетом структурно-механических свойств нефтей"., фонды ТатНИПИнефть. с.30-35.
26. Савиных Ю.А. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю.А., Грачев С.И., Музипов Х.Н. – Тюмень : Слово, 2007.
27. Фазлыев Р.Т., "Площадное заводнение нефтяных месторождений " Москва, Недра, 1979 г. стр.47-88.
28. <http://www.sinergia.ru/product/358>
29. <http://glavteh.ru>
30. <http://revolution.allbest.ru> Геологическое строение, нефтеносность и запасы нефти

Приложение А (обязательное)

Геолого-физическая характеристика пластов X месторождения

Таблица А.1 - Геолого-физическая характеристика пластов X месторождения

Параметры	Размерность	Игольская площадь		Таловая площадь
		Ю ₁ ²	Ю ₁ ^{МТ}	Ю ₁ ²
Средняя глубина залегания кровли	м	-2647	-2648	-2668
Абсолютная отметка ВНК	м	-2672-2676-2683-2696	-2654-2673	-2683
Абсолютная отметка ГНК	м			
Абсолютная отметка ГВК	м			
Тип залежи		Пластовая сводовая	Пластовая сводовая, литологически ограниченная	Пластовая сводовая
Тип коллектора		поровый	поровый	поровый
Площадь нефтегазонасыщенности	тыс. м ²	224614	21757	89202
Средняя общая толщина	м	4,7	6,1	6,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,4	4,6	4,0
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	-	-
Средняя эффективная водоносная толщина	м	3,1	-	3,6
Коэффициент пористости	доли ед.	0,18	0,15	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,63	0,56	0,56
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,49	0,46	0,49
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,61	0,55	0,55
Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-
Проницаемость (ГИС)	мкм ²	0,0242	0,0079	0,0096
Коэффициент песчаности	доли ед.	0,87	0,89	0,82
Расчетная вязкость	ед.	1,8	1,7	2,4
Начальная пластовая температура	°С	92,2	93	93,1
Начальное пластовое давление	МПа	28,6	28,4	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,86	1,48	0,94
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,731	0,757	0,761
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,837	0,846	0,840
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,260	1,188	1,203
Содержание серы в нефти	%	0,43	0,51	0,44
Содержание парафина в нефти	%	2,58	3,77	3,06
Давление насыщения нефти газом	МПа	8,5	7,1	8,0
Газосодержание	м ³ /т	79,1	55,7	65,0
Давление начала конденсации	МПа			
Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³			
Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с			
Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (С _г)	г/м ³			
Содержание сероводорода	%			
Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с			
Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	1,215	1,139	1,211
Коэффициент сверхкритичности газа	доли ед.			
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с		0,37	
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³		1,018	
Сжимаемость				
нефти	1/МПа*10 ⁻⁴	14,2	12,3	16,8
воды	1/МПа*10 ⁻⁴		4,5	
поропы	1/МПа*10 ⁻⁴		0,29	
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,544	0,495	0,495
Коэффициент вытеснения (нефтью)	доли ед.			
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	19,4	1,6	2,8
Коэффициент фильтрационных сопротивлений				
	А МПа ² /(тыс. м ³ /сут)			
	Б МПа ² /(тыс. м ³ /сут) ²			

Приложение Б
(рекомендуемое)

Характеристика пробуренного фонда скважин

Таблица Б.1 - Характеристика пробуренного фонда скважин по состоянию на 01.01.2018 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин		
		Игольская	Галовая	Месторождение
		Ю ₁	Ю ₁ ²	
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	405	144	549
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)	-	-	-
	Переведены из других категорий	-	-	-
	Нагнетательные в отработке на нефть	8	0	8
	Всего	413	144	557
	В том числе:			
	Действующие	114	46	160
	из них фонтанные	11	4	15
	ЭЦН	103	42	145
	ШГН	-	-	-
	газлифт	-	-	-
	Бездействующие	8	5	13
	В освоении после бурения	-	-	-
	В консервации	86	44	130
	Переведены под закачку	76	29	105
	Переведены на другие объекты (приобщение)	3	-	3
	Переведены в другие категории	32	10	42
В ожидании ликвидации	58	1	59	
Ликвидированные	36	9	45	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	117	65	182
	Возвращены с других объектов/продуктивных пластов (приобщение)	-	-	-
	Переведены из других категорий	-	-	-
	Переведены из добывающих	76	29	105
	Всего	193	94	287
	В том числе:			
	Под закачкой	72	66	138
	в том числе: газа	-	-	-
	Бездействующие	10	6	16
	В освоении после бурения	1	0	1
	В консервации	22	18	40
	В отработке на нефть	8	0	8
	Переведены на другие объекты (приобщение)	-	-	-
	Переведены в другие категории	71	4	75
В ожидании ликвидации	-	-	-	
Ликвидированные	9	0	9	
Фонд контрольных скважин	Пробурено	-	-	-
	Переведены из других категорий	103	14	117
	Всего	103	14	117
	В том числе:			
	Наблюдательные	-	-	-
Пьезометрические	103	14	117	

Приложение В

(рекомендуемое)

Карты текущих и накопленных отборов по состоянию на 01.01.2018 г.

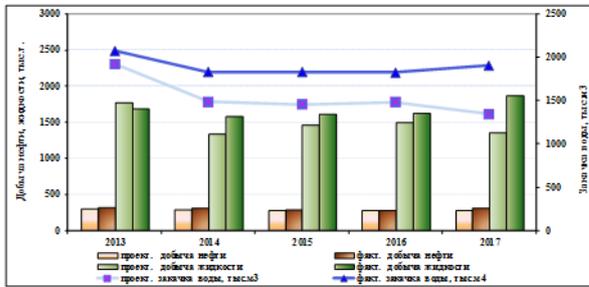


Рис.В.1– Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Y площади

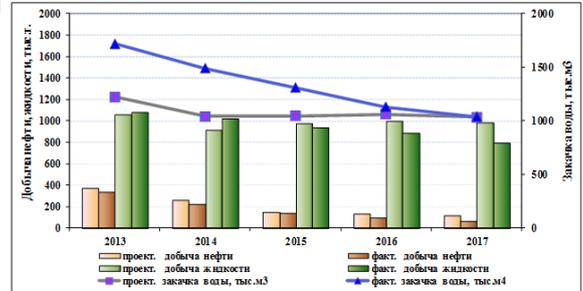


Рис.В.2 – Динамика основных проектных и фактических показателей разработки Z площади

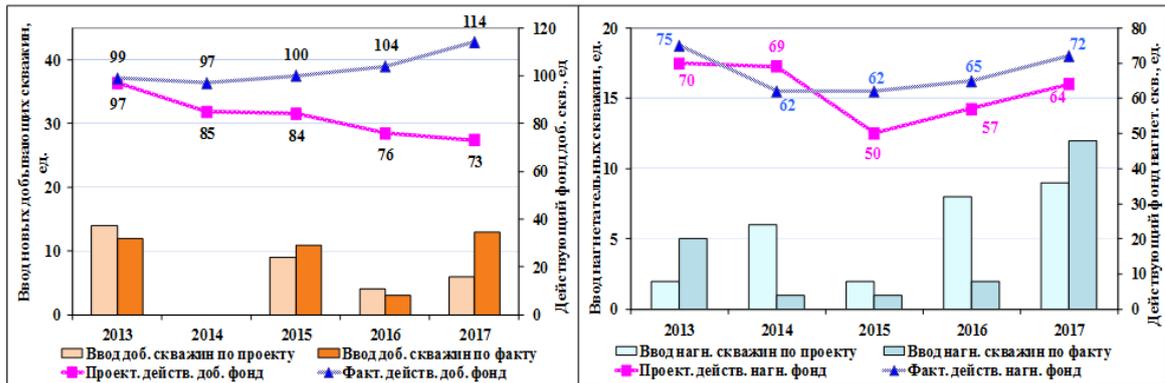
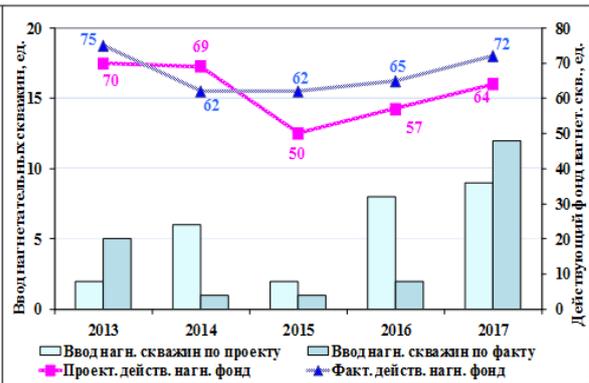


Рис.В.3– Динамика проектных и фактических показателей фонда действующих скважин Y площади



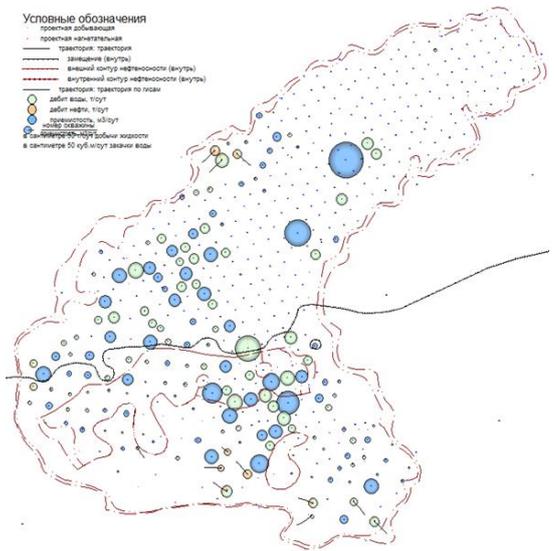
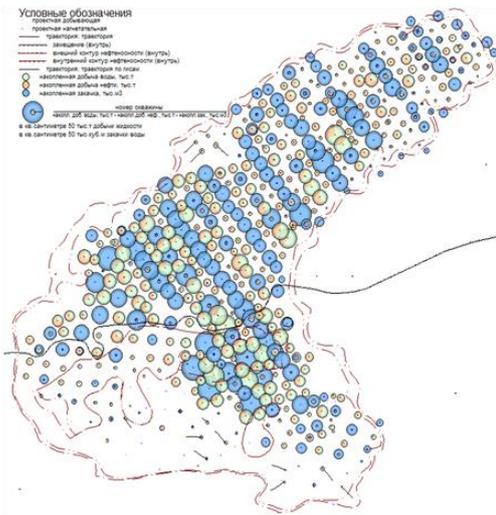


Рис.В.5 – Карта накопленных отборов и текущего состояния Y площади на 01.01.2018 г

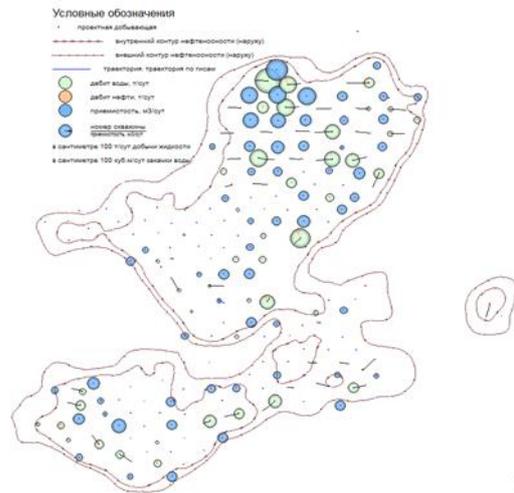
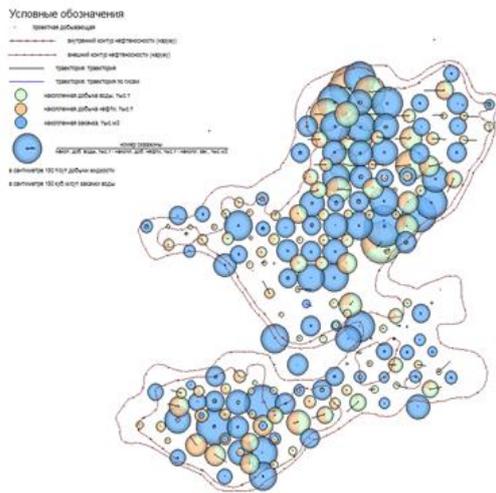


Рис. В.6 – Карта накопленных отборов и текущего состояния Z площади на 01.01.2018 г.

Приложение Г

(справочное)

Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству

Таблица Г.1 - Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции

Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции		Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по гост, ост, стп, ту (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
Вода сеноманских пластов		МВИ №02-24./ X-МВИ-6-2011	Механические примеси	Не более 100 мг/ дм ³	Вода для заводнения нефтяных пластов (поддержания пластового давления)
Подтоварная вода		МВИ №02-24./ X-МВИ-6-2011	Механические примеси	Не более 100 мг/ дм ³	
		МВИ № 02-24/X1-МИ-7-2012	Массовая концентрация нефти	Не более 50 мг/ дм ³	
Масло	И-20А (ТП-22)	ГОСТ 6370-83	Механические примеси	<50 мг/дм ³ < (0,05%)	Система смазки подшипников насосного агрегата
		ГОСТ 2477-2014	Массовая доля воды	<30 мг/дм ³ < (0,03%)	
		ГОСТ 33-2000	Вязкость при 40°С	25-52 мм ² /с	
		ГОСТ 20799-88	Температура вспышки в открытом тигле	не ниже 180°С	

Таблица Г.2- Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование показателей	Значение
Плотность воды, г/см ³	1,014
Содержание ионов, мг/дм ³	
Cl-	11177,4
HCO-3	146,4
Ca2+	6021,2
Mg2+	85,1
Na+, K+	6456,1
Fe++, Fe+++	2,2
pH	7,3

Таблица Г.3 - Физико-химические свойства сеноманской воды

Наименование показателей	Значение
Плотность в пластовых условиях, г/см ³	0,977-0,996
Плотность на поверхности, г/см ³	0,997-1,010
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,55-0,74
Газонасыщенность воды, л/л	0,9-1,2
Температура воды, °С	30-40
Ионный состав воды, мг/дм ³	
Na+, K+	3243
С+2	800
Mg+2	100
Cl-	5556
HCO-3	153
NH4	1
J-	18
Br--	3

Допустимое содержание механических примесей и нефти в воде

Таблица Г.1 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости * коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механические примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

* - коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде»

Приложение Д

(рекомендуемое)

Схема размещения проектных скважин по вариантам разработки 1 и 2 на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти

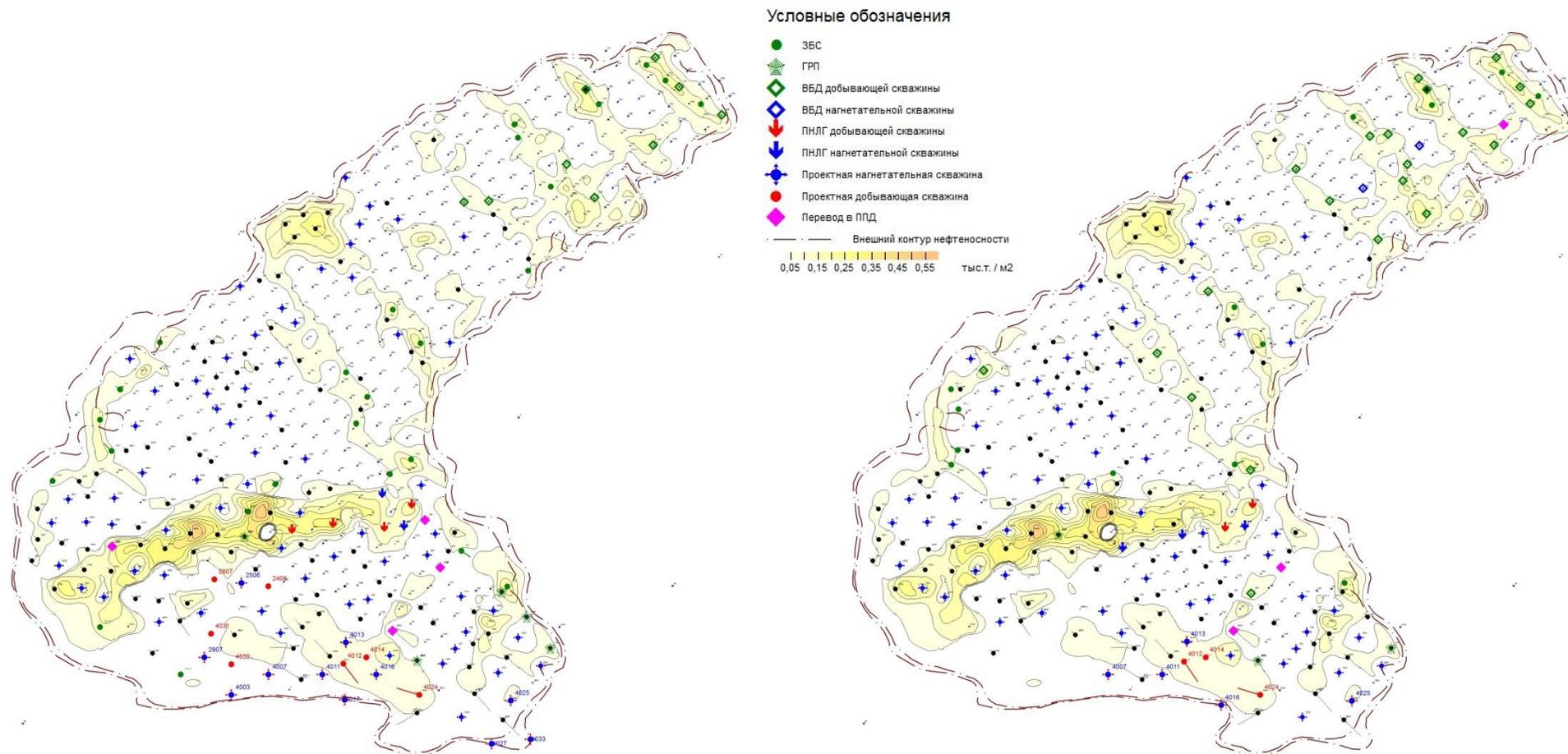


Рис. Д.1 - Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти, объект Ю₁^{2+МУ} (У площадь), вариант 1

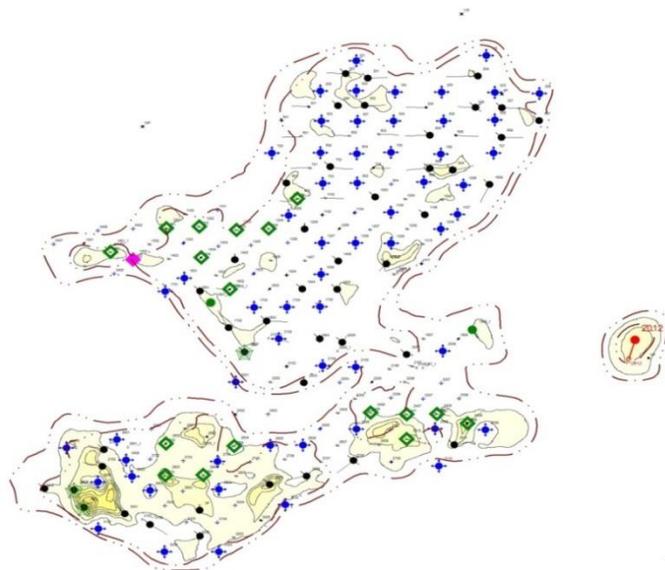


Рисунок Д.3 - Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти, объект Ю₁² (Z площадь), вариант 1

Рис. Д.2 - Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти, объект Ю₁^{2+МУ} (У площадь), вариант 2

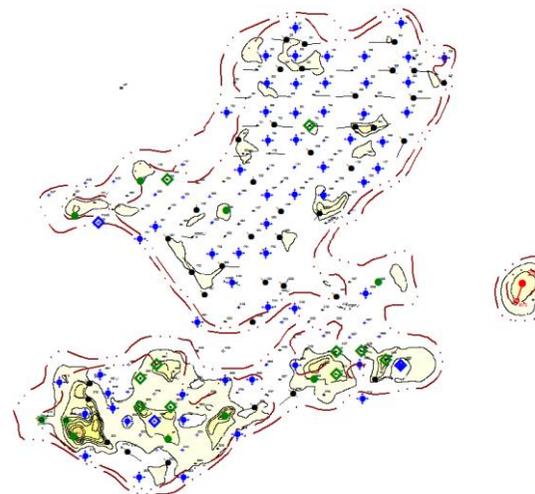


Рисунок Д.4 - Схема размещения проектных скважин на карте плотности остаточных извлекаемых запасов нефти, объект Ю12 (Z площадь), вариант 2

Приложение Л

(обязательное)

Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения

Таблица Л.1 - Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента извлечения нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения

Применяемые МУН	Суммарная с начала разработки	Годы разработки											Итого за прогнозный период	Всего		
		2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2043-2047	2048-2088				
		факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз				
1 Гидроэрозия пласта																
а количество проведенных операций	453			2	1		2							5	458	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	5939,2			1,7	3,2	1,8	15,3	1,4						23,4	5962,6	
2 Бурение горизонтальных скважин																
а количество пробуренных скважин	49	2			1									3	52	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	2802,7	14,1	13,9	12,2	15,5	18,4	75,3	21,6	10,7	1,3	0,0	0,0	183,0	2985,7		
3 Бурение боковых стволов																
а количество пробуренных скважин	14				3	1	11	4	1	1	0	0	21	35		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	121,6				24,1	34,9	191,9	177,0	130,7	96,7	72,2	262,8	990,3	1111,9		
4 Физико-химические методы																
а количество проведенных операций	166	1	3	2	1	1	3	2	3	3				19	185	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	80,9	0,8	2,9	3,2	1,9	1,3	4,8	2,7	3,2	3,2				24,0	104,9	
в дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс.т														0,0	0,0	
5 Потокотклоняющие технологии																
а количество проведенных операций	27	2	2	3	2	1	3							13	40	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	7,4	0,5	0,6	0,8	0,6	0,6	1,5							4,5	11,8	
6 Нестационарное заводнение																
а количество проведенных операций	0													0	0	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	0,0													0,0	0,0	
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-6)																
а количество проведенных операций	709	5	5	7	8	3	19	6	4	4	0	0	61	770		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	8951,8	15,3	17,4	17,9	45,2	57,0	288,8	202,7	144,6	101,2	72,2	262,8	1225,2	10176,9		
7 Прочие методы, том числе:																
7.1 Оптимизация работы насосного оборудования																
а количество проведенных операций	482	3	2	4	3	3	8	6	2					31	513	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	833,0	3,9	3,8	6,1	5,5	5,2	15,2	10,4	3,5					53,5	886,5	
7.2 Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы																
а количество проведенных операций	28						13	2						15	43	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	7,8						7,0	2,2						9,2	17,0	
7.3 Перфорационные методы																
а количество проведенных операций	226						2							2	228	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	44,1						1,1							1,1	45,2	
7.4 Выравнивание профиля приемистости																
а количество проведенных операций	0													0	0	
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	0,0													0,0	0,0	
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 7, тыс.т																
а количество проведенных операций	736	3	2	4	3	3	23	8	2	0	0	0	48	784		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	885,0	3,9	3,8	6,1	5,5	5,2	23,3	12,6	3,5	0,0	0,0	0,0	63,8	948,7		
Итого дополнительная добыча нефти, тыс.т (по пунктам 1-7)																
а количество проведенных операций	1445	8	7	11	11	6	42	14	6	4	0	0	109	1554		
б дополнительная добыча нефти, тыс.т	9836,7	19,2	21,2	24,0	50,8	62,2	312,0	215,3	148,1	101,2	72,2	262,8	1288,9	11125,7		

Приложение М

(справочное)

Исходные данные для расчета экономических показателей

Таблица М.1 - Исходные данные для расчета экономических показателей

NN п/п	Показатели	Ед. измерения	Значения на проектный год
1	2	3	4
1	Цена и условия реализации:		
	- нефть на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	16935,3
	- нефть на внешнем рынке	долл./барр.	53,1
	- конденсат на внутреннем рынке (с НДС)	руб./т	
	- природный газ*	руб./1000м3	
	- растворенный газ*	руб./1000м3	522,0
	Доля реализации нефти на внешнем рынке	%	50,0
2	Налоги и платежи:		
	- НДС	%	18,0
	- налог на добычу нефти, Кд=1	руб./т	7825,3
	- налог на добычу конденсата	руб./т	
	- налог на добычу природного газа	руб./1000м3	
	- экспортная пошлина	долл./барр.	12,4
	- налог на прибыль	%	20,0
	- налог на имущество	%	2,2
	- страховые взносы	%	30,0
	- страхование от несчастных случаев на производстве	%	0,5
	- прочие налоги	руб./т	0,60
	- плата за землю	руб./добыв.скв.	
3	Капитальные вложения:		
	Бурение скважин		
	- добывающая газовая скважина	руб./м	
	- добывающая нефтяная /нагнетательная наклонно-направленная скважина	руб./м	9711
	- добывающая нефтяная горизонтальная скважина	руб./м	17221
	- нагнетательная скважина (газоконденсатный промысел сайклинг-процесс)	руб./м	
	- бурение бокового ствола*	тыс.руб./скв.	28388
	- бурение бокового горизонтального ствола*	тыс.руб./скв.	36469
	Оборудование, не входящее в сметы строек, для нефтедобычи	тыс.руб./добыв.скв.	2106
	Промышленное обустройство:		
	газовый промысел		
	- отсыпка и обвязка скважин	тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- УКПГ	млн.руб./шт	
	- электроснабжение	тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.	
	газоконденсатный промысел		
	- отсыпка и обвязка скважин	тыс.руб./скв.	
	- газосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- УСК	млн.руб./шт	
	- конденсатосборные коллекторы	тыс.руб./скв.	
	- метанолопровод	тыс.руб./скв.	
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.	
	- электроснабжение	тыс.руб./скв.	
	- система закачки газа (включая компрессоры)	млн.руб.	
	- шлейфы для нагнетательных газовых скважин	млн.руб./скв.	
	нефтяной промысел		
	- сбор и транспорт нефти и газа	тыс.руб./скв.	2753,1
	- промводоснабжение	тыс.руб./скв.	286,3
	- базы производственного обслуживания	тыс.руб./скв.	
	- технологическая подготовка нефти	тыс.руб./доб.скв.	
	- комплексная автоматизация	тыс.руб./скв.доб.	4237,3
	- электроснабжение и связь	тыс.руб./скв.доб.	2033,9
	- внутрипромысловые дороги	тыс.руб./скв.доб.	8867,0
	- система ППД	тыс.руб./скв.нагн.	
	- прочие затраты	%	0
	Природоохранные мероприятия	%	

4	Эксплуатационные затраты:		
	- добыча углеводородов (обслуживание скважин и электроэнергия)		
	газовый промысел	руб./1000м3	
	газоконденсатный промысел	руб./1000м3 газа	
	газоконденсатный промысел	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т жидкости	87,9
	<i>добывающих скважин</i>	тыс.руб./добыв.скв.	5581,2
	- расходы по искусственному воздействию на пласт (нефтяной промысел)	руб./м3 закачки	32,0
	<i>нагнетательных скважин</i>	тыс.руб./нагнет.скв.	481,1
	- сбор и транспорт нефти и газа		
	газовый промысел	руб./1000м3	
	газоконденсатный промысел	руб./1000м3 газа	
	газоконденсатный промысел	руб./т конденсата	
	нефтяной промысел	руб./т жидкости	30,7
	- затраты на обслуживание конденсатопровода: переменные	руб./т	
	постоянные	тыс.руб./год	
	- затраты на обслуживание нефтепровода: переменные	руб./т	
	постоянные**	тыс.руб./год	
	- стоимость ОПЗ	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость РИР	тыс.руб./скв.-опер.	1856,2
	- стоимость ГРП	тыс.руб./скв.-опер.	4074,9
	- стоимость ГРП в горизонтальной скважине	тыс.руб./скв.-опер.	
	- стоимость ВПП	тыс.руб./скв.-опер.	
	- затраты на закачку газа	тыс.руб./нагнет.скв.	
	- потокорегулирующие технологии	тыс.руб./скв.опер.	
	- перфорация	тыс.руб/скв.-опер.	1874,0
	- гидродинамические методы	тыс.руб./скв.-опер.	
	- затраты на ввод скважин из консервации	тыс.руб/скв.	1059,0
	- затраты на перевод добывающих скважины в нагнетательный фонд	тыс.руб./скв.	1681,1
	- затраты на перевод скважин на другой горизонт	тыс.руб./скв.	1896,5
	Транспортные расходы-внешний рынок	долл./т	50,9
5	Дополнительные данные:		
	Остаточная стоимость основных фондов		
	газовый промысел	млн.руб.	
	газоконденсатный промысел	млн.руб.	
	нефтяной промысел	млн.руб.	5619,2
	Норма амортизационных отчислений		
	газовый промысел		
	- на реновацию скважин	%	
	- на реновацию объектов обустройства	%	
	газоконденсатный промысел		
	- на реновацию скважин	%	
	- на реновацию объектов обустройства	%	
	нефтяной промысел		
	- на реновацию скважин	%	14,3
	- на реновацию объектов обустройства	%	14,3 / 6,7
	Удельная численность		
	газовый промысел	чел./добыв.скв.	
	газоконденсатный промысел	чел./добыв.скв.	
	нефтяной промысел	чел./добыв.скв.	1,8
	Среднемесячная заработная плата 1 работающего		
	газовый промысел	тыс.руб./чел.	
	газоконденсатный промысел	тыс.руб./чел.	
	нефтяной промысел	тыс.руб./чел.	89,6
	Затраты на ликвидацию скважин	тыс.руб./скв.	949,0
	Норма дисконта	%	15,0
	Доля реализации нефти на внешнем рынке	%	50,0
	Курс доллара	руб./долл.	58,3

*) в случае реализации на экспорт приводятся с дифференциацией по внутреннему и внешнему рынкам;

*) Для газового, газоконденсатного и нефтяного промыслов;

***) Постоянные затраты на обслуживание нефтепровода учитываются при экономической оценке месторождения в целом.

Приложение Н

(справочное)

Сопоставление расчетных величин коэффициентов нефтеизвлечения по вариантам разработки

Таблица Н.1 - Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

Эксплуатационный объект, пласт	Вариант разработки	Расчетные величины		
		Коэффициент вытеснения, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, д.ед.
1	2	3	4	5
У площадь, Ю ₁ ^{2+МУ}	Вариант базовый	0,540	0,781	0,422
	Вариант 1	0,540	0,846	0,457
	Вариант 2	0,540	0,841	0,454
Z площадь, Ю ₁ ²	Вариант базовый	0,495	0,657	0,325
	Вариант 1	0,495	0,705	0,349
	Вариант 2	0,495	0,711	0,352

Приложение К

(справочное)

Технико-экономические показатели вариантов разработки за рентабельный срок разработки

Таблица К.1 -Технико-экономические показатели вариантов разработки за
рентабельный срок разработки

Параметр	Ед. изм.	Y площадь			Z площадь		
		вар базовый	вар 1	вар 2*	вар базовый	вар 1	вар 2*
Проектный период разработки	годы	72	71	71	76	55	53
Рентабельный период разработки	годы	4	7	12	0	0	16
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	3 932	6 103	5 946	578	1 087	1 160
Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. т	989	1 789	2 570	0	0	839
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,422	0,457	0,454	0,325	0,349	0,352
Коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.	0,374	0,387	0,400	0,000	0,000	0,337
Показатели экономической эффективности вариантов разработки							
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%	---	0,00	---	0,00	0,00	0,00
Срок окупаемости	лет	окуп. в год вложения	2,0	окуп. в год вложения	не окуп.	не окуп.	8,2
Индекс доходности капитальных затрат							
за проектный период	доли ед.	0,46	0,86	1,43	-6,26	-0,70	1,26
за рентабельный период	доли ед.	3,92	1,26	1,77	0,00	0,00	1,33
Индекс доходности затрат							
за проектный период	доли ед.	0,99	0,99	1,02	0,89	0,92	1,01
за рентабельный период	доли ед.	1,06	1,02	1,03	0,00	0,00	1,02
Рентабельно извлекаемые запасы (по видам) категории А+В1+В2	тыс. т/млн. м ³	989	1 789	2 570	0	0	839
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%)							
за проектный период	млн. руб.	-244	-251	464	-508	-590	93
за рентабельный период	млн. руб.	847	423	780	0	0	117
Расчетные показатели за рентабельный период							
Выручка, ВСЕГО							
в т. ч. от реализации нефти	млн. руб.	18 312	33 118	47 580	0	0	15 530
от реализации газа	млн. руб.	18 273	33 050	47 482	0	0	15 506
от реализации конденсата	млн. руб.	39	69	99	0	0	25
от реализации конденсата	млн. руб.	0	0	0,00	0	0	0,00
Капитальные затраты, в т. ч.							
Бурение скважин	млн. руб.	348	1 720	1 408	0	0	582
Промысловое обустройство	млн. руб.	0	992	635	0	0	324
Внешняя инфраструктура	млн. руб.	150	369	295	0	0	131
Прочее	млн. руб.	0	0	0	0	0	0
Прочее	млн. руб.	198	359	478	0	0	127
Эксплуатационные затраты, в т. ч.							
Текущие затраты	млн. руб.	16 092	29 775	43 292	0	0	13 740
Налоги, включаемые в себестоимость	млн. руб.	5 645	10 381	16 266	0	0	5 049
Налоги, включаемые в себестоимость	млн. руб.	8 435	14 987	21 172	0	0	6 776
Амортизационные отчисления	млн. руб.	1 781	3 987	5 207	0	0	1 685
Внебюджетные расходы	млн. руб.	74	91	140	0	0	35
Чистый доход пользователя недр	млн. руб.	908	714	1 075	0	0	638
Доход государства	млн. руб.	11 337	20 212	28 691	0	0	9 227
Дисконтированный доход Государства (ДДГ 15%)	млн. руб.	9 604	14 708	16 329	0	0	4 144
Интегральный показатель (Топг)	доли ед.	2,531	2,376	2,921	0,000	0,000	3,000

Приложение П

(справочное)

Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Таблица П.1 – Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН счисляющимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Числящиеся на госбалансе *			Рекомендуемые			Изменение КИН, ± %	Комментарий (причины изменения)
				Коэффициент вытеснения, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, доли ед.	Коэффициент вытеснения, д.ед.	Коэффициент охвата, д.ед.	КИН, доли ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
«Технологический проект разработки X нефтяного месторождения Томской области»	ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015 год	№ 57-15 от 26.11.2015 г.	Y площадь, $Ю_{1^{2+МУ}}$	0,546	0,828	0,454	0,540	0,841	0,454	-	
			Z площадь, $Ю_1^2$	0,495	0,776	0,384	0,495	0,711	0,352	- 0,032	Снижение по причине преждевременного роста обводненности.

Таблица П.2 – Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (рентабельно и технологически обоснованных)

1	2	3	4	Числящиеся на госбалансе *				Рекомендуемые				Изменение				17
				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Наименование документа, в котором произведен расчет КИН	Организация, производившая расчет КИН, дата	Номер протокола ГКЗ Российской Федерации, дата	Подсчетный объект	Извлекаемые запасы, тыс. т	КИН, доли ед.	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	КИНр, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс. т	КИН, доли ед.	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	КИНр, доли ед.	Извлекаемые запасы, + тыс.т / + %	КИН, доли ед.	Рентабельно извлекаемые запасы, + тыс.т / + %	КИНр, доли ед.	Комментарий (причины изменения)
«Технологический проект разработки X нефтяного месторождения Томской области»	ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015 год	№ 57-15 от 26.11.2015 г.	Z площадь, Ю ₁ ²	28955	0,454	28955	0,454	27969	0,454	24593	0,400	<u>-986</u> -3,4	-	-	-	Снижение за счет списания геологических запасов.
			Y площадь, Ю ₁ ^{2+МУ}	8271	0,384	8271	0,384	7587	0,352	7266	0,337	<u>-684</u> -8,3	<u>-0.032</u> -8,3	-	-	Снижение по причине преждевременного роста обводненности.