

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ эффективности разработки X нефтяного месторождения (Томская область)»
УДК <u>622.276-047.44(571.16)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

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.

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

Инженерная школа природных ресурсов _____
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело _____
 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
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович

Тема работы:

«Анализ эффективности разработки X нефтяного месторождения (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2019 г. № 3438/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Координаты устьев скважин, поверхности отражающего горизонта γ_1^1 и $\gamma_1^{МУ+3+4}$, литология, тип насыщения, тип коллектора, уровни флюидных контактов, объемы добычи, режим разработки, система размещения скважин, данные инклинометрии.</i>
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<i>Комплексное обобщение имеющейся по месторождению информации, выбор рационального варианта разработки месторождения по совокупности технико-экономических показателей, формирования адресной программы геолого-технических мероприятий, направленной на достижение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Хомяков Иван Сергеевич	К.х.н., доцент		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i>
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P10	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 21 таблицу, 26 рисунков, 29 источников.

Ключевые слова: Запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, коллектор, пористость, проницаемость, водонасыщенность, скважина, разработка залежи, гидродинамическая модель, добыча нефти, заводнение.

Объект исследования: технологическая схема разработки X нефтяного месторождения за счет уплотнения сетки скважин.

Цель работы - комплексное обобщение имеющейся по месторождению информации, выбор рационального варианта разработки месторождения по совокупности технико-экономических показателей, формирования адресной программы геолого-технических мероприятий, направленной на достижение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения, разработку мероприятий по доразведке залежей с целью повышения эффективности ранее утвержденных проектных решений и корректировки технологических показателей разработки.

Технологическая схема разработки X месторождения выполнена по состоянию на 01.01.2017 г. Объектами исследования в работе являются верхнеюрские (пласты группы Ю) отложения, которые включают в себя два нефтеносных пласта – $Ю_1^1$ и $Ю_1^{МУ+3+4}$.

В работе рассмотрено 2 варианта разработки, за счет уплотнения сетки скважин по месторождению. На основании полученных результатов выбран рекомендуемый вариант, определены технология и техника добычи нефти и газа, выполнен учет требований по охране недр, а также мероприятия по контролю и регулированию разработки.

Перечень основных обозначений и сокращений

УПУ - условный подсчетный уровень;
ННТ – нефтенасыщенная толщина;
ОФП - относительная фазовая проницаемость;
ППД - поддержание пластового давления;
МУН - методы увеличения нефтеотдачи;
АК – акустический каротаж;
АСПО – асфальто-смоло-парафиновых отложения;
ВНК – водонефтяной контакт;
ГДИ – гидродинамические исследования скважин;
ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
ГДМ – гидродинамическая модель;
ГМ – геологическая модель;
ГОСТ – государственный стандарт;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГС – горизонтальная скважина;
ЗВ – Загрязняющие вещества;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;
МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
ПЗП – Призабойная зона пласта;
ПНГ – Попутный нефтяной газ;
УВ – углеводороды;
УВС – углеводородное сырье;
УПСВ – Установка предварительного сброса воды;
УЭЦН – Установка электро-центробежного насоса;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ЭО - экономическое обоснование;
ФОТ – Фонд оплаты труда;
ПТД–проектно-техническая документация;
ЧДД – чистый дисконтированный доход;
ДДГ – дисконтированный доход государства;
НДС – налог на добавленную стоимость;

Оглавление

1.	Введение.....	13
1.1	Стратиграфия.....	15
1.2	Геокриологические условия.....	15
1.3	Тектоника.....	16
1.4	Нефтеносность.....	17
1.5	Свойства и состав нефти и растворенного газа.....	21
1.6	Фильтрационно-ёмкостные свойства.....	23
1.7	Анализ испытания, опробования и гидродинамические исследования разведочных скважин и скважин эксплуатационного фонд.....	32
1.8	Сведения о подсчете запасов углеводородного сырья.....	39
1.9	Характеристика текущего состояния разработки.....	42
2.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	44
2.1	Обоснование выделения эксплуатационных объектов.....	44
2.2	Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки	46
2.2.1	Обоснование вариантов разработки.....	46
2.2.2	Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин.....	49
2.2.3	Технологические показатели разработки по вариантам.....	56
3.	МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УВС И ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УВС ПЛАСТОВ.....	62
3.1	Анализ эффективности применяемых методов.....	62
3.2	Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов.....	63
3.3	Анализ изменения извлекаемых запасов.....	67

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
4.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов.....	70
4.2 Техничко-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X месторождения.....	71
4.3 Анализ чувствительности.....	81
4.4 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС.....	84
4.5 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения.....	85
4.6 Система налогов и платежей.....	86
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.2 Производственная безопасность.....	94
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	95
5.3.1 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	96
5.4 Экологическая безопасность.....	98
5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	100
Заключение.....	103
Список использованных источников.....	105

1. Введение

Месторождение открыто в 1966 году бурением разведочной скважины №217 Чебачьей площади. Ранее на месторождении выделялось три площади – Чебачья, Х и У, затем Чебачья и Х площади были объединены в У площадь, и в 2012 году решением ГКЗ Х и У площади были объединены в одно Х месторождение. В разработку месторождение введено в 2012 году вводом в эксплуатацию разведочной скважины №4.

В административном отношении Х нефтяное месторождение расположено в Александровском районе Томской области. Недалеко от него находятся: Вахское, Приграничное, Северное, Горстовое, Конторовичское и другие. Исследуемый район месторождения приурочен к перспективной области оценки прогнозных ресурсов с плотностью от 10 до 15 т/км² площади (рисунок).

В 45 км западнее месторождения расположено село Александровское. Сообщение между ними возможно наземным транспортом лишь в зимний период (по зимнику), а также круглогодично вертолётами. В 70 км на северо-запад от района работ расположен город Стрежевой, который имеет круглогодичное автодорожное сообщение с месторождениями Каймысовской группы и вахтовыми поселками Вахского и Северного месторождений и селом Александровское.

В географическом положении месторождение находится в пределах Западно-Сибирской равнины, представляя собой малорасчлененную территорию со слабо выраженными водоразделами (отметки рельефа от 100 до 130 м.). Территория месторождения покрыта смешанным лесом. Гидрографическая сеть представлена типично таежными реками и их протоками, впадающими в основную артерию района – реку Обь, а также озерами и болотами. Климат резко континентальный, зима суровая, продолжительная (средняя температура января плюс 30°С), лето теплое короткое (средняя температура июля +17-18 °С).

По сложности условий производства работ район месторождения относится к I – IV категориям трудности.

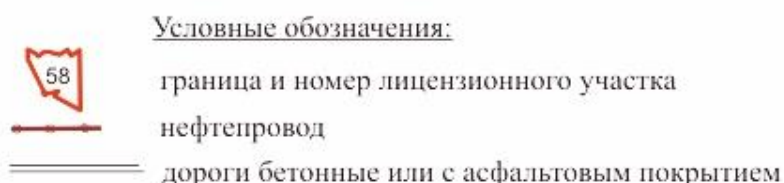
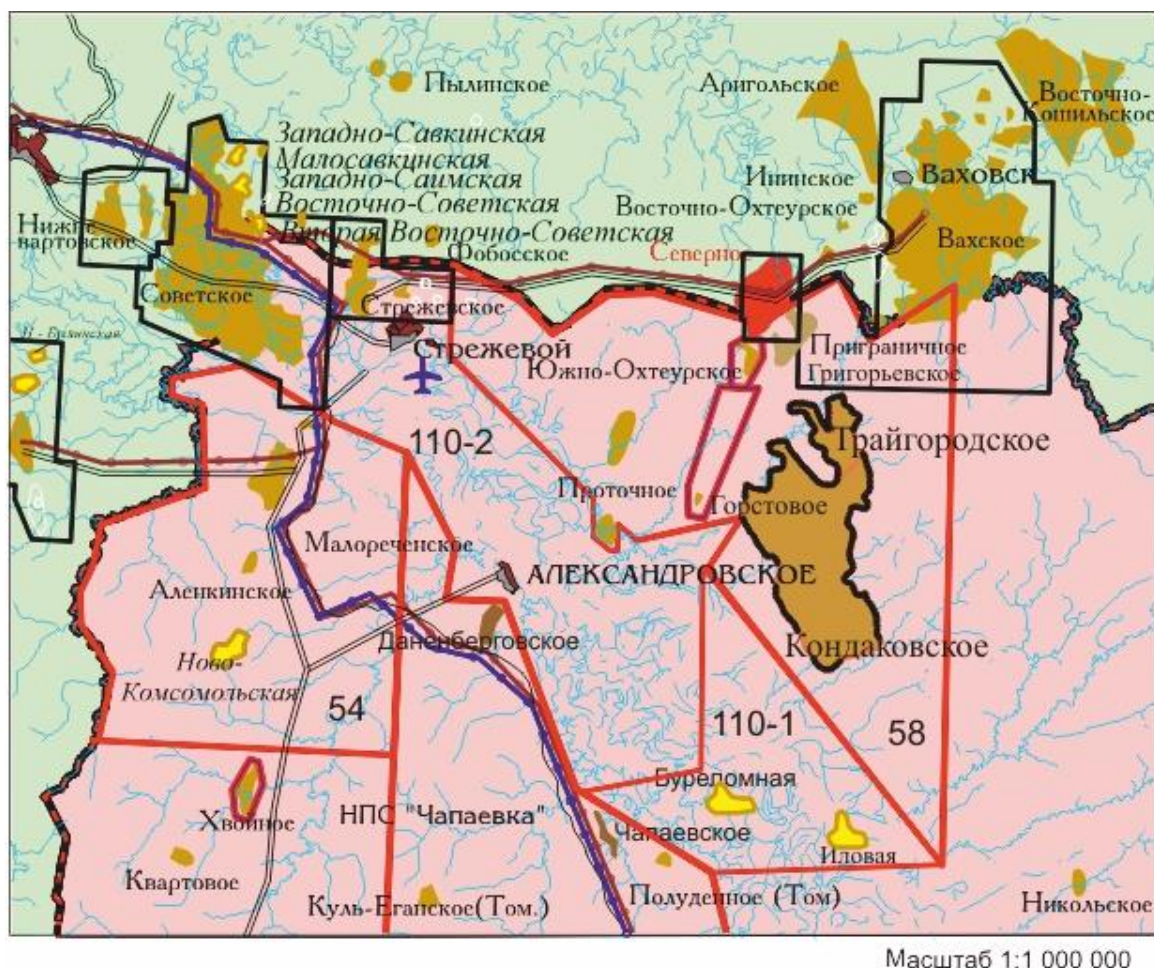


Рисунок 1 - Обзорная карта района работ

В 2017 году проводится подсчёт запасов, в связи с чем предлагается принять следующие запасы: (геологические/извлекаемые) по категории $A+B_1$ – 22315/4682 тыс. т., по категории B_2 – 46718/9812 тыс. т. КИНЫ, соответственно, составляют по категории $A+B_1$ – 0,210, по категории B_2 – 0,210. К категории B_2 относятся 68 % по геологическим запасам.

Залежи нефти на X месторождении выявлены в верхнеюрском объекте $Ю_1$, который включает в себя два нефтеносных пласта – $Ю_1^1$ и $Ю_1^{МУ+3+4}$.

Нефтеносные объекты X месторождения характеризуются сложным геологическим строением – наличием многочисленных разломов, зон замещения, различный уровень ВНК по залежам. Также следует отметить и крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, слагающих продуктивные объекты. По пласту $Ю_1^1$ среднее значение проницаемости составляет в 0,6 мД,

пористости – 12 %. По пласту Ю₁^{МУ+3+4} средняя проницаемость – 0,3 мД, средняя пористость – 13 %. В сумме с крайне низкой степенью изученности месторождения, всё это обуславливает сложности в проектировании разработки и прогнозе технологических показателей.

1.1 Стратиграфия

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую толщину около 3000 м, залегают на денудированной и выветрелой поверхности дислоцированных образований палеозоя несогласно, со стратиграфическим перерывом [1].

Согласно схеме стратиграфического районирования верхней юры и келловоя Западной Сибири, X месторождение находится в Пурпейско-Васюганском фациальном районе Обь-Ленской фациальной области. Васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя сложена глинами и аргиллитами тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Верхняя подсвита представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, на юго-востоке углей. Встречаются остатки разнообразной морской фауны.

1.2 Геокриологические условия

Специальных исследований по геокриологии в районе X месторождения не проводилось. На основе мерзлотно-геологического районирования месторождение относится к Юган-Васюганскому району Средне-Обской области, являющемуся самым южным в криолитозоне Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения. Повсеместно развит мощный надмерзлотный талик, достигающий нижней границей глубин 120-155 м. Слой реликтовой мерзлоты разнообразен – от мерзлых слабодистых песков до морозопластичных глин.

1.3 Тектоника

В соответствии с «Тектонической картой юрского структурного яруса Томской области» (ред. А.Э. Конторович) [2], район работ находится в пределах Александровского свода - положительной структуры I порядка. В свою очередь Александровский свод вместе со Средневасюганским мегавалом, двумя положительными структурами III порядка – Коликъеганским валом и Западно-Александровским выступом и одной отрицательной структурой III порядка - Северо-Александровским прогибом осложняют надпорядковую структуру - Обь-Васюганскую гряду.

Александровский свод, расположенный в северной части надпорядковой положительной структуры, в рельефе баженовской свиты контролируется изогипсой -2380 м, имеет площадь 10820 км² и амплитуду 360 м. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, ограниченной на глубине 2800 м, возрастает более чем в 2 раза и составляет 780 м. В качестве самостоятельных тектонических элементов в состав Александровского свода входят Х мезовал, Окуневский вал, Полуденный и Западно-Александровский выступы. Х мезовал является наиболее крупной структурой Александровского свода, имеет линейную форму, и вытянут в северном направлении. Мезовал осложнен тремя положительными структурами III порядка – Охтеурским и Вахским куполовидными поднятиями (к. п.) и Криволуцким валом.

Форма, размеры и контрастность Криволуцкого вала определяются его приуроченностью к эрозионно-тектоническому выступу доюрского основания, сложенному гранитоидными породами, - Криволуцкому батолиту. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, контролируемой изогипсой, проведенной на отметке -2520 м, достигает 500 м.

Криволуцкий вал, являющийся наиболее крупной и контрастной структурой Александровского свода, в рельефе кровли и подошвы юры вытянут в северном направлении, имеет чрезвычайно изрезанные границы и осложнён серией локальных поднятий.

1.4 Нефтеносность

Впервые нефтеносность района была доказана открытием Чебачьего месторождения в 1966 г. При испытании поисковой скважины № 217Р был получен промышленный приток нефти дебитом 21,6 м³/сут.

В 1983 г на юге от Чебачьего месторождения в выявленном Х поднятии поисковой скважиной № 32Р из пласта Ю₁¹ был получен приток нефти дебитом 0,66 м³/сут. Позднее, в зоне сочленения обоих поднятий пробурена скважина № 34Р, которая вскрыла продуктивную часть разреза на 54 м гипсометрически выше условно принятого ВНК по а.о. минус 2127 м и подтвердило отсутствие прогиба между этими структурными элементами и правомерность объединения открытых залежей в единую. Таким образом, запасы по Чебачьему месторождению были отнесены к Х и учтены Госбалансом в объеме последнего месторождения.

В 2003 г. в пределах близ расположенной, соседней, перспективной Х площади была пробурена скважина № 2Р, из которой при испытании пласта Ю₁¹ был получен приток нефти дебитом 3 м³/сут при среднединамическом уровне 1560 м. В этом же году запасы по площади были поставлены на баланс.

В 2007 г. на Х месторождении была пробурена разведочная скважина № 5Р, которая вскрыла продуктивный пласт Ю₁¹ ниже проектной отметки на 65 м (а.о. минус 2153 м). Результаты бурения разведочной скважины № 5Р явились основанием для последующего оперативного пересчета запасов в 2008 г.

В 2011 г. в зоне сочленения структур Х и У месторождений была пробурена разведочная скважина № 4Р, из которой, при испытании пласта Ю₁³⁺⁴ был получен дебит нефти 0,54 м³/сут. В 2012 г. для уточнения добычных возможностей выполнены мероприятия по интенсификации притока (ГРП), после которых дебит увеличился и составил по нефти 12 м³/сут и по воде 18 м³/сут при среднем динамическом уровне 1997 м (ЭЦН). Данное обстоятельство явилось основанием для постановки на государственный баланс пласта Ю₁³⁺⁴ по результатам выполненного и защищенного в 2012 г. оперативного подсчета запасов (протокол Роснедра №18/694-пр от 26.10.2012 г.) по пласту Ю₁³⁺⁴. Пласт Ю₁^{МУ} по керну и по ГИС по некоторым скважинам характеризуется как нефтеносный, но из-за отсутствия испытаний, на балансе не был поставлен.

В 2012 г. У и Х месторождения были объединены в единое Х месторождение, по результатам анализа сейсморазведочных работ и корреляции пробуренных

скважин выявлено, что месторождения принадлежат к одной осложненной тектоникой структуре и по пластам Ю₁¹ и Ю₁³⁺⁴ являются единым месторождением.

В 2015 г проведены работы по интерпретации сейсмических исследований 3D сейсмических материалов, выполненных в центральной части месторождения показало, что исследуемый район имеет сложное геологическое строение. На изучаемой территории в рамках продуктивного разреза (пласты объекта Ю₁) принята дизъюнктивная блоковая структурно-тектоническая модель, в пределах которой распространены как амплитудные структурные нарушения – разломы с разрывом сплошности пород, по которым произошло смещение участков земной коры, и безамплитудные, когда разрыва сплошности не происходит, и породы реагируют на тектонические напряжения как пластичные тела.

Продуктивными в пределах района являются отложения васюганской свиты верхней юры – пласты объекта Ю₁.

Ранее по материалам оперативного подсчета на государственный баланс в разное время было поставлено 2 нефтеносных объекта – Ю₁¹ и Ю₁³⁺⁴, в результате различной степени их изученности. В подсчете запасов 2017 г. подтверждено, что пласты имеют различные фильтрационно-емкостные свойства.

При опробовании первой эксплуатационной скважины № 661 принято решение об интенсификации притока, выполнен МГРП, получен дебит нефти 30,3 т/сут при обводненности 23,7 %, результат положительный. В действующем ПТД заложены аналогичные методы интенсификации притоков (ГРП) по всему фонду добывающих скважин. Таким образом, добыча на месторождении будет проводится единым объектом разработки.

По результатам проведения сейсморазведочных работ 3Д МОГТ в 2016 г. была принята дизъюнктивная модель, которая легла в основу построения концептуально геологической модели X месторождения 2017 г. Выделенные флексурные перегибы обозначили возможность выделения различных блоков, предположительно гидродинамически изолированных, что обусловило возможность существования участков, с различными уровнями ВНК. Кроме того, в отдельных разведочных скважинах получены притоки нефтей, результаты геохимических исследований которых, показал их различный генетический тип (рисунок).

На основе новой структурно-тектонической модели в 2017 г. принята блоковая модель месторождения с различным уровнем флюидальных контактов, изменяющихся в пределах блоков с погружением на север. Уточнена геометризация залежей пластов объекта Ю₁, на основе сейсмических материалов 2016 г. Согласно

новой структурно-тектонической модели скважина № 1Р отнесена к залежи Ю₁¹. С фациальной точки зрения, в районе скважины № 1Р песчаные отложения представлены вдольбереговым баром (верхняя часть предфронтальной зоны пляжа). Так, анализируя форму кривых ПС в рассматриваемом районе, а также керновые данные, можно сделать вывод, что скважина № 1Р имеет схожие геолого-геофизические характеристики продуктивного разреза с близлежащими скважинами №№ 2Р, 3Р. Далее тенденция к уменьшению песчанистости разреза сохраняется, что ведёт к ухудшению коллекторских свойств и, как следствие – к повышению ВНК.

1.5 Свойства и состав нефти и растворенного газа

Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластами $Ю_1^1$, $Ю_1^{МУ+3+4}$ верхнеюрского объекта $Ю_1$.

На 01.05.17 г. нефти продуктивные пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^{МУ+3+4}$ X месторождения охарактеризованы 2 поверхностными пробами нефти из скважин № 3 и № 4 X площади, 6 поверхностными пробами нефти из четырех скважин Y площади и 4 поверхностными пробами нефти из трех скважин Чебачьей площади. Глубинные пробы до 2017 года на месторождении не отбирались.

По X площади во время испытания скважины 3 объекта $Ю_1^1$ (2180-2190 м) в разное время было отобрано две поверхностные пробы нефти, существенно отличающиеся по физико-химическим свойствам. Проба нефти, отобранная 19.07.04 г. достаточно тяжелая с плотностью $860,8 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $8,68 \text{ мм}^2/\text{с}$. Проба нефти, отобранная к концу испытания объекта 01.08.04 г. значительно легче предыдущей, плотность ее составила $836,2 \text{ кг/м}^3$, вязкость – $4,33 \text{ мм}^2/\text{с}$. В 2006 году при испытании объекта $Ю_1^1$ (2220-2234 м) скважины № 5 получена проба нефти с низким значением плотности $823,3 \text{ кг/м}^3$. Вероятно, эта проба не была стабилизирована, и в ней осталось много легких углеводородов до 100°C . В 2011 году при испытании объекта $Ю_1^{3+4}$ (2175-2190 м) скважины 4 была получена нефть с плотностью $843,0 \text{ кг/м}^3$ и вязкостью $5,34 \text{ мм}^2/\text{с}$.

На Y площади при испытании объекта $Ю_1^1$ из разведочных скважин № 32 и № 33 были отобраны и исследованы две устьевые пробы нефти. Пробы нефти имеют довольно близкие между собой характеристики. Плотность нефти из скважины № 32 составила $844,0 \text{ кг/м}^3$, вязкость при 20°C – $6,09 \text{ мм}^2/\text{с}$. Нефть из скважины № 33 имеет плотность $850,9 \text{ кг/м}^3$, вязкость при 20°C – $7,10 \text{ мм}^2/\text{с}$.

При испытании объектов Чебачьей площади были отобраны устьевые пробы нефти из скв. №218 пласт $Ю_1^1 + Ю_1^{3+4}$ (2076-2088 м, 2098-2116 м); скв. №219 пласт $Ю_1^1 + Ю_1^{МУ+3+4}$ (2100-2152 м); скв. №220 пласт $Ю_1^1$ (2182-2192 м). Все исследованные пробы нефти Чебачьей площади имеют довольно близкие характеристики, плотность их изменяется от $842,7$ до $850,1 \text{ кг/м}^3$, кинематическая вязкость при 20°C – от $5,47$ до $7,97 \text{ мм}^2/\text{с}$.

В 2013 году на Y площади были пробурены две скважины № 6 и № 7. При испытании объектов были отобраны только поверхностные пробы нефти. Из пласта $Ю_1^1$ отобраны три пробы нефти с плотностью $842,2$ (скв.6); 856 (скв.7) и $867,5$ (скв.7) кг/м^3 . При этом две пробы нефти из скважины № 7 отобраны из одного пласта в

один и тот же день только разными способами. Нефть с плотностью $867,5 \text{ кг/м}^3$ отобрана из скважины желонкой, а проба нефти с плотностью $856,6 \text{ кг/м}^3$ отобрана при промывке скважины. Вероятно, при отборе желонкой с пробой нефти были прихвачены тяжелые асфальто-смоло-парафиновые отложения со стенок скважины, поэтому проба нефти утяжелилась.

При испытании пласта Ю_1^{3+4} отобраны 2 поверхностные пробы нефти из скважин № 6 и № 7. Плотность нефти в этих пробах имеет довольно близкие значения, но массовое содержание парафина в пробах разное и соответственно разные значения температуры застывания. Следует отметить, что в пробах нефти пласта Ю_1^1 и $\text{Ю}_1^{\text{МУ}+3+4}$ X месторождения температура застывания изменяется в широком диапазоне, от минус 28 до плюс 8°C при небольшом разбросе значений других параметров. Такой разброс значений этого параметра вызывает сомнения. Большой вклад в изменении температуры застывания вносит содержание в нефти парафинов. На (рисунке 3) хорошо видно, что, в пробах нефти пласта объекта Ю_1 температура застывания и массовое содержание парафинов хорошо коррелируют между собой.

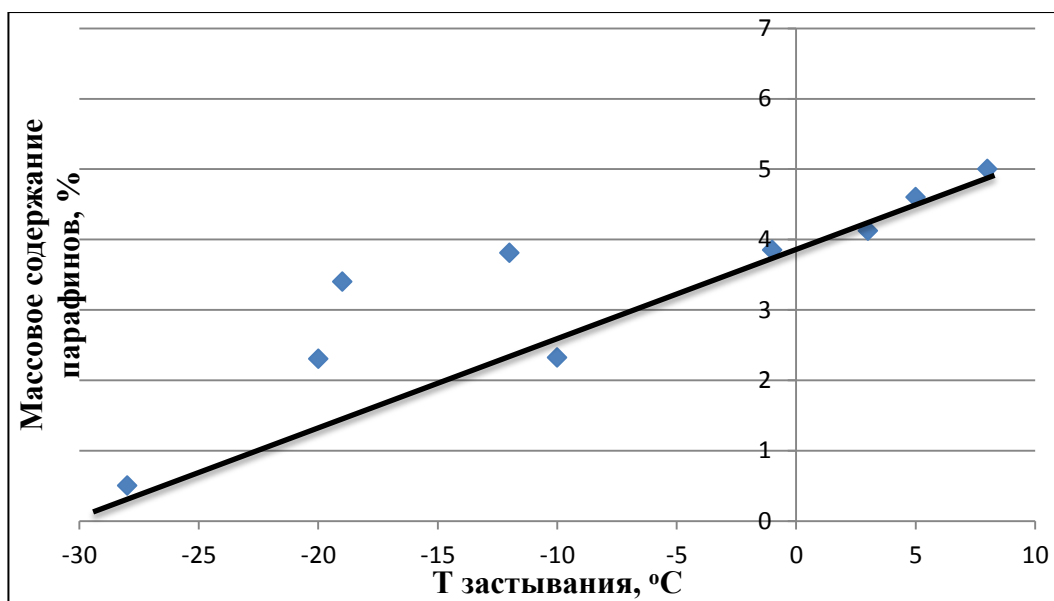


Рисунок 3 - Зависимость температуры застывания от содержания парафина в нефти

Свойства пластовой нефти на всех трех площадях не охарактеризованы ни одной глубинной пробой. При выполнении ОПЗ 2012 (протокол Роснедра №18/694-пр от 26.10.2012 г.) газовый фактор был принят по единственному имеющемуся замеру, полученному при испытании объекта 2158-2131 м (пласт М, М+ Ю_2) скважины № 218 Чебачьей площади, где был определен дебит газа и нефти. Рассчитанный

газовый фактор при этом составил $171 \text{ м}^3/\text{т}$. Пересчитанное значение газового фактора на ступенчатую сепарацию составило значение $152 \text{ м}^3/\text{т}$. Это значение газового фактора и было рекомендовано для пласта Ю_1^1 и $\text{Ю}_1^{\text{МУ}+3+4}$ для всего месторождения.

1.6 Фильтрационно-ёмкостные свойства

Причиной изменения уровня флюидальных контактов для объекта Ю_1 является существенное ухудшение ФЭС в южном и юго-западном направлении: уменьшение проницаемости. Что подтверждается лабораторными исследованиями керна и обстановками фациальных условий образования песчаных пластов (рисунок 4).

С целью выяснения причин резкого изменения коллекторских свойств пород был выполнен анализ результатов детальных литолого-петрографических исследований пород каждого из песчаных объектов Ю_1 , проведенных в разные годы разными организациями, что позволило сделать следующие выводы. Характер фильтрационно-емкостных свойств алевролито-песчаных пород обусловлен их структурными, текстурными и минералогическими особенностями, которые определяются условиями осадконакопления (первичные седиментологические факторы) и характером постседиментационных процессов (вторичные изменения как стадияльные, так и наложенные).

Состав и строение продуктивных отложений X месторождения зависят от первичных седиментологических факторов. Для пластов объекта Ю_1 такие первичные факторы как медиана ($0,07\text{-}0,32 \text{ мм}$) и коэффициент отсортированности (S_o) ($1,52$), соответствуют хорошей сортировке пород и однозначно положительно влияют на ФЭС пород. Рост пелитовой (глинистой) фракции в составе песчаника ухудшает проницаемость пород, как это видно для осадков объекта Ю_1 скважины № 7Р. С первичными факторами связано в целом улучшение коллекторских свойств к кровле пласта Ю_1^{3+4} (регрессивная смена глинистых отложений на песчаные отложения).

Таким образом, установлено, что ФЭС пород зависит как от первичных, так и от вторичных (постседиментационных) процессов. Так, коллекторские свойства возрастают с увеличением медианного диаметра и улучшением сортировки обломков. Для изученных пород наиболее характерен полевошпато-кварцевый состав и высокое содержание кварца (до 69 % в породах пласта Ю_1^1). Песчаные породы с преобладанием в составе каркасных компонентов менее подвержены

уплотнению, и, следовательно, уменьшению порового пространства. Кроме того, поверхность обломков кварца обладает наименьшей, по сравнению с другими минералами, адсорбционной способностью к нефти. Песчаные породы такого состава характеризуются высокими ФЕС. Увеличение количества пластичных обломков приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных параметров. Седиментационный цемент представлен в основном карбонатными минералами. В целом, чем больше цемента в обломочной породе, тем ниже ее коллекторские свойства.

Аномальное ухудшение ФЕС пород, главным образом, связано с их вторичными преобразованиями. Каолинит, не типичный для морских отложений минерал цемента, имеет постседиментационное (катагенетическое) происхождение. Каолинит не ухудшает коллекторских свойств, четких закономерностей изменения проницаемости пород от содержания каолинита по залежи не установлено. С постседиментационными преобразованиями связано понижение проницаемости. Они возникают при растворении компонентов песчаных пород (особенно полевых шпатов) под действием агрессивных растворов (вблизи вдольразломных зон), а также при растворении кальцита, ранее корродировавшего обломки.

К наложенным изменениям также относятся: образование каемок регенерации на кварцевых зернах, выщелачивание кальцита цемента. В результате этого измененная часть приобретает аномально низкие коллекторские свойства (K_p до 10,2 %, $K_{пр}$ до 0,2 мД). Выраженной зависимости улучшенных ФЕС залежей объекта Ю₁ от фациальных условий не установлено, а со структурными условиями найдена прямая связь: зоны повышенной карбонатизации соответствуют направлению и местоположению деструктивных нарушений.

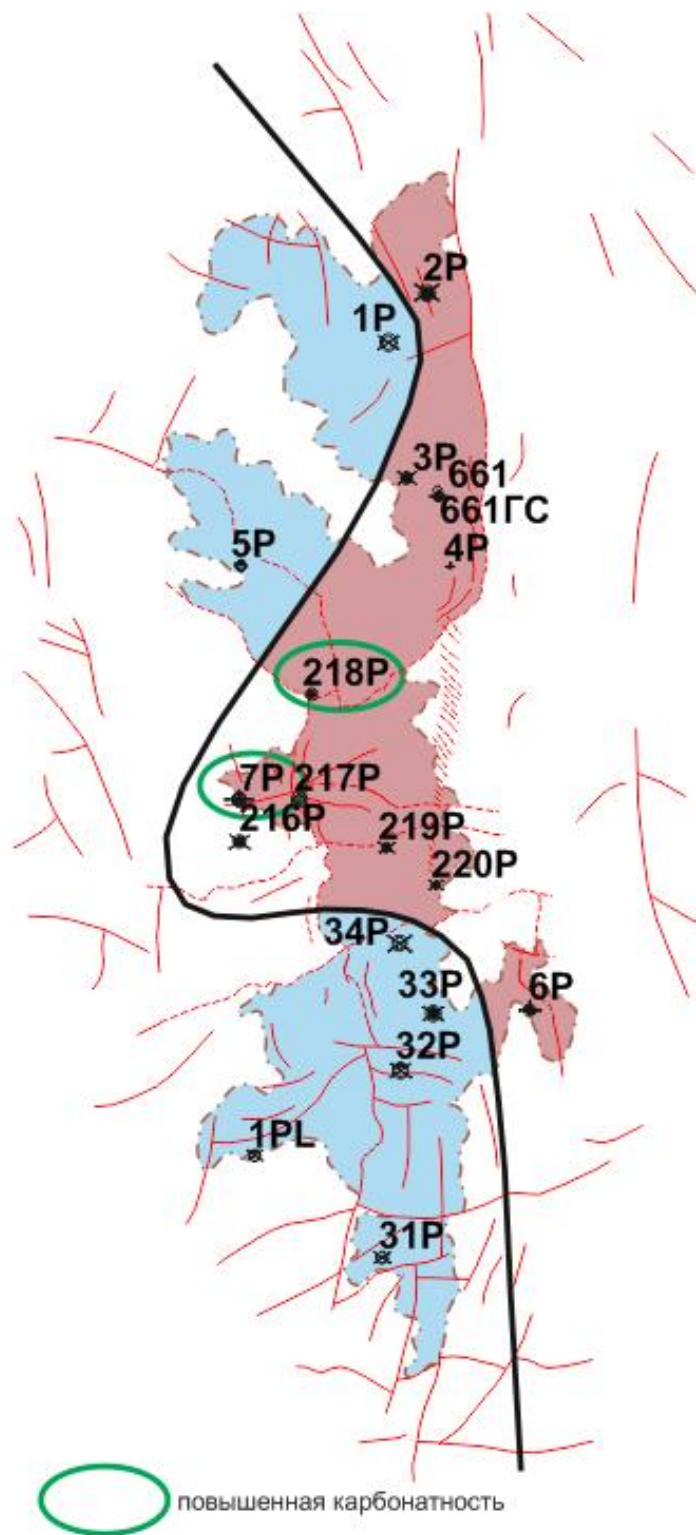


Рисунок 4 - Выделение двух типов коллекторов, на основе особенностей привноса и накопления обломочного материала

Наиболее вероятной причиной контрастных проявлений процессов порового выщелачивания являются многочисленные малоамплитудные дизъюнктивные нарушения, выделенные на X месторождении, по которым шло поступление глубинных агрессивных растворов. Вероятно, формирование пород-коллекторов

связано со стадиями катагенеза, где существенную роль играл подток вещества по разломам.

В пределах месторождения выделяют блоки, где обоснованы различные уровни ВНК по данным РИГИС и опробований в разведочных скважинах. Блоки ограничены тектоническими нарушениями (0).

Пласт Ю₁¹ продуктивный пласт описываемого месторождения (содержит около 40 % запасов). Как коллектор, пласт развит почти на всей территории района работ, имея блоковое строение. Исключением является разрез скважины № 218Р, а также скважина № 1Р Лукашкин-Ярской площади.

Данный пласт вскрыт скважинами на абсолютных отметках -1906,2 м и -2162,4 м. Общая толщина достигает 12,2 м, эффективная – до 7,9 м, нефтенасыщенная толщина достигает 7,9 м в районе скважины № 2Р (таблица 1).

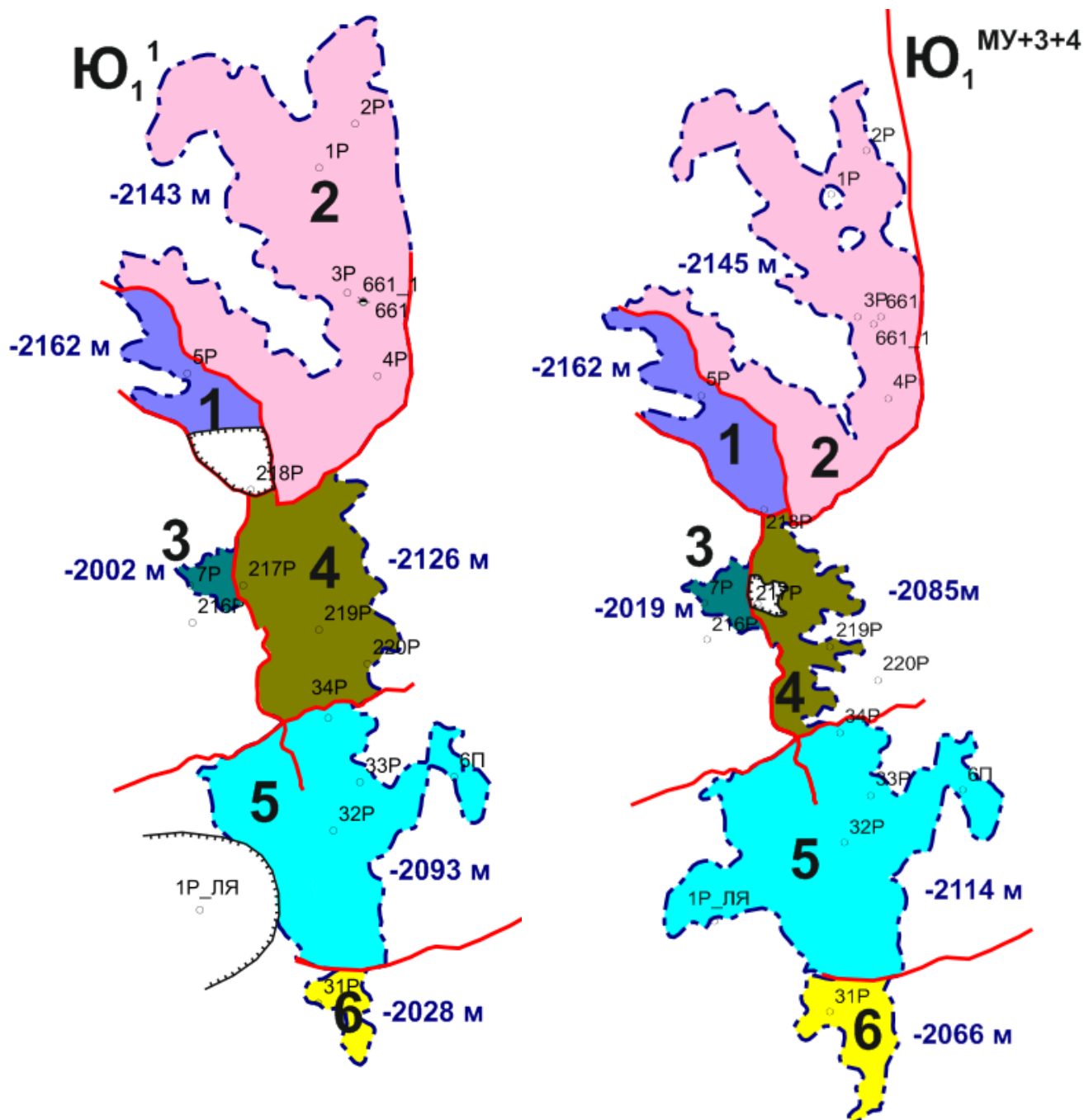


Рисунок 5 - Выделение блоков с различным уровнем ВНК

Литологически пласт представлен светло-серым песчаником, мелкозернистым, среднесцементированным с глинистыми пропластками, а также с включениями углистого детрита и пропластков угля.

Блок 1 расположен в северо-западной части залежи. Пласт, в пределах этого блока, вскрыт одной скважиной № 5Р. Условный подсчетный уровень принят на **а. о. -2162 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №5Р. По типу залежь пластово-сводовая, северо-восточной и частично западной

части ограничена экранированными разломами с южной – линией литологического замещения. Размеры залежи 5,9х4,2 км, высота залежи достигает 72 м (таблица 2).

Таблица 1 - Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС X месторождения

№ п/п	Параметр	Пласт		В целом по объекту Ю ₁
		Ю ₁ ¹	Ю ₁ ^{МУ+3+4}	
1	Общая толщина			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	12,2	29,8	44,4
	среднее значение, м	5,9	18,7	31,6
2	Эффективная толщина			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	7,9	18,8	21,4
	среднее значение, м	4,2	9,5	13,2
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина			
	количество скважин, шт.	15	13	16
	минимальное значение, м	1,1	0,8	0,8
	максимальное значение, м	7,9	18,8	21
	среднее значение, м	3,4	7,0	8,5
4	Коэффициент песчанистости			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	0,29	0,13	0,15
	максимальное значение, м	1	1	1
	среднее значение, доли ед.	0,74	0,56	0,46
5	Коэффициент расчлененности			
	количество скважин, шт.	15	17	17
	минимальное значение, м	1	2	1
	максимальное значение, м	5	10	13
	среднее значение, ед	2,1	5,3	6,9
6	Коэффициент начальной нефтенасыщенности			
	количество скважин, шт.	7	9	12
	количество определений, шт.	34	40	79
	минимальное значение, доли ед.	0,29	0,28	0,28
	максимальное значение, доли ед.	0,63	0,59	0,63
	среднее значение, доли ед.	0,51	0,40	0,44

Таблица 2 - Общая характеристика залежей X месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, кмхкм	Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Ю ₁ ¹	Блок 1 (р-н скв. 5Р)	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная	5,9х4,2	11817	- 2150,9/2221,8	-2162	72
	Блок 2 (р-н скв. 1Р, 2Р, 3Р и 4Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	16,4х8,5	97476	-2099,9- 2140,3/ 2158,2- 2527,1	-2143	70
	Блок 3 (р-н скв. 7Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	2,1х1,8	3099	- 2000,1/2066,1	-2002	62
	Блок 4 (р-н скв. 217Р, 219Р и 220Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	7,9х4,8	36962	-1906,7- 2120,0/ 1966,4- 2182,7	-2126	206
	Блок 5 (р-н скв. 32Р, 34Р и 6П)	пластово-сводовая тектонически и литологически экранированная	9,6х9,1	50252	-1992,6- 2088,1/ 2047,1- 2150,4	-2093	113
	Блок 6 (р-н скв. 31Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	3,6х2,1	4406	- 2026,3/2083,0	-2028	28
Ю ₁ ^{МУ+3-4}	Блок 1 (р-н скв. 5Р)	пластово-сводовая тектонически экранированная	5,2х3,4	14041	- 2036,5/2099,6	-2162	123

Блок 2 (р-н скв. 1Р, 2Р, 3Р и 4Р)	пластово- сводовая тектонически экранирован ная	14,7х4,7	72636	-2084,5- 2128,1/ 2165,3,2- 2469,5	-2145	61
Блок 3 (р-н скв. 7Р)	пластово- сводовая тектонически экранирован ная	2,8х2,0	3676	-2008,0- 2101,3/ 2062,5- 2161,8	-2019	49
Блок 4 (р-н скв. 219Р)	пластово- сводовая тектонически и литологичес ки экранирован ная	8,1х3,5	17164	- 2064,1/2126, 2	-2085	105
Блок 5 (р-н скв. 32Р, 34Р и 6П)	пластово- сводовая тектонически экранирован ная	9,4х7,9	65469	-2100,2- 2123,2/ 2068,0- 2180,0	-2114	114
Блок 6 (р-н скв. 31Р)	пластово- сводовая тектонически экранирован ная	5,1х 3,0	11043	- 2050,6/2107, 4	-2066	56

Блок 2 расположен в северной части залежи. УПУ принимается на **а.о. - 2143 м** по материалам РИГИС в скважине № 1Р, указывающих на флюидальный контакт. Подтверждается данными опробований и ГИС в скважинах №№ 2Р, 3Р. Залежь пластово-сводового типа, с юга, юго-запада и востока ограничена непроницаемыми разломами. Размеры залежи составляют 16,4х8,5 км. Высота достигает 70 м.

Блок 3 расположен в западной части залежи, в районе скважины № 7Р. УПУ принимается на **а.о. -2002 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №7Р. Залежь пластово-сводового типа с востока ограничена непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 2,1х1,8 км. Высота достигает 62 м.

Блок 4 расположен в центральной части залежи, в районе скважин №№ 219Р и 220Р. УПУ принят на **а.о. -2126 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка скважины № 220Р, что согласуется с интерпретацией ГИС и не противоречит результатам испытания. По типу залежь

плостово-сводовая, на севере, юге и западе тектонически экранированная. Размеры данной части залежи 7,9х4,8 км при высоте до 206 м.

Блок 5 расположен в районе скважин №№ 32Р, 34Р и 6П. Условный подсчетный уровень проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 6П на **а.о. -2093 м**. На севере и юге залежь ограничена тектоническими нарушениями, на западе ограничена линией литологического замещения. Размеры 9,6х9,1 км, высота достигает 113 м.

Блок 6 расположен в южной части залежи, в районе скважины № 31Р. УПУ принимается на **а.о. -2028 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №31Р. Залежь плостово-сводового типа с севера ограничена непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 3,6х2,1 км. Высота достигает 28 м.

Пласт Ю₁^{МУ+3+4} вскрыт всеми скважинами за исключением скважины № 217Р. Нефтеносными из них являются 12 скважин района работ за исключением скважин №№ 1Р, 5Р и 220Р, а так же скважины № 1Р Лукашкин-Ярской площади. Данный пласт вскрыт скважинами на абсолютных отметках от -2007,3 м до -2195,6 м. Общая толщина достигает 29,8 м, эффективная – до 18,8 м, нефтенасыщенная толщина достигает так же 18,8 м (таблица 1). Литологически пласт представлен светло-серым песчаником, мелкозернистым, среднесцементированным с глинистыми пропластками, а также с включениями углистого детрита и пропластков угля.

Водонефтяной контакт по пласту не был вскрыт, поэтому принимается условный уровень ВНК.

Блок 1 расположен в северо-западной части залежи, включает в себя скважины №№5Р и 218Р. Условный подсчетный уровень принят по аналогии с уровнем пласта Ю₁¹ для данного блока на **а.о. -2126 м**. С южной, северо-восточной и частично западной части залежь ограничена экранированными разломами, размеры 5,2х3,4 км. Высота залежи достигает 123 м (таблица 2).

Блок 2 расположен в северной части залежи. УПУ принимается на **а.о. -2145 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 2Р. Залежь плостово-сводового типа, с юго-запада, юга и востока ограничена непроницаемыми разломами. Размеры залежи составляют 14,7х4,7 км. Высота достигает 61 м.

Блок 3 расположен в западной части залежи, в районе скважины № 7Р. УПУ принимается на **а.о. -2019 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №7Р. Залежь плостово-сводового типа с востока ограничена

непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 2,8х2,0 км. Высота достигает 49 м.

Блок 4 расположен в центральной части залежи, в районе скважин №№ 219Р и 220Р. УПУ принят на **а.о. -2085 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка скважины № 219. По типу залежь плостово-сводовая, на юге, севере и западе тектонически ограниченная, на западе так же и литологически ограниченная. Размеры данной части залежи 8,1х3,5 км при высоте до 105 м.

Блок 5 расположен в районе скважин №№ 32Р, 34Р и 6П. Условный подсчетный уровень проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 6П на **а.о. -2114 м**, который подтверждается опробованием в скважине № 1Р_ЛЯ. На севере и юге залежь ограничена тектоническими нарушениями. Размеры 9,4х7,9 км, высота достигает 114 м.

Блок 6 расположен в южной части залежи, в районе скважины № 31Р. УПУ принимается на **а.о. -2066 м** по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине №31Р. Залежь плостово-сводового типа с севера ограничена непроницаемым разломом. Размеры залежи составляют 5,1х3,0 км. Высота достигает 56 м.

В соответствии с действующей классификацией запасов УВ месторождение относится к группе средних, по степени сложности геологического строения – к очень сложным [1].

1.7 Анализ испытания, опробования и гидродинамические исследования разведочных скважин и скважин эксплуатационного фонд

Испытания разведочных и поисковых скважин после бурения проводились начиная с 1960 г. с целью уточнения площади нефтегазоносности, установления характера насыщения, определения гидродинамических параметров пластов и продуктивности скважин. Последние испытания проводились в 2012 г. на скважине № 4Р. Скважины исследовались на неустановившихся режимах фильтрации с записью кривой восстановления давления или восстановления уровня, и реже на стационарных режимах фильтрации (ИК). Испытания проводились в эксплуатационной колонне с вызовом притока посредством снижением уровня методом компрессирования или свабирования скважины, а так же в открытом стволе с использованием пластоиспытателя КИИ-2М-146.

Испытания и гидродинамические исследования, проведенные в разведочных скважинах месторождения, позволили оценить характер насыщения и продуктивность скважин по вертикальному разрезу X, Y, Чебачьей и Лукашин-Ярской площадей по пластам A_1 (алымской свиты), группы Б (вартовской, тарской и куломзинской свит), $Ю_1^1$, $Ю_1^{3+4}$ и доюрским образованиям (М).

Нефтегазоносность и продуктивность скважин по площадям установлена для пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^{3+4}$.

Охват исследований по площади представлен на рисунке 6. Основные результаты о характере распределения фильтрационно-емкостных свойств получены на этапе испытания разведочных скважин. Последнее исследование проведено в скважине № 661 от 21.02.2017 г., с целью определения энергетического состояния объекта $Ю_1$. Характеристики продуктивного пласта $Ю_1^1$ установлены по скважинам №№ 2Р, 3Р, 5Р, 32Р, 33Р, 34Р, 218Р, 219Р, 220Р и 1Р-ЛЯ.

По результатам испытаний скважин №№ 2Р, 3Р, 5Р в интервалах 2168-2234 м (а.о. минус 2104- минус 2167 м) получены малodeбитные притоки обводненной и безводной нефти и установлены безприточные интервалы пласта $Ю_1^1$. Продолжительность испытания в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 составляла 0,75-2 ч для периода восстановления давления и записи КВД. В обсаженном стволе приток вызывался свабированием и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости от 1 до 4,5 суток. По испытаниям скважин №№ 1Р, 4Р и 5Р в открытом стволе при депрессии на пласт в среднем 12,7 МПа получены слабые притоки флюида с дебитом 0,24-0,3 м³/сут. Расчетная величина коэффициента продуктивности составила для скважин 0,02 (м³/сут)/МПа (скважина № 1Р), что позволяет сделать заключение о низких коллекторских свойствах пласта. По скважине № 4 в интервале 2141-2168 м приуроченной к сводовой части структуры при испытании в открытом стволе притока флюида из пласта не получено, интервал охарактеризован как «сухой». При испытаниях в скважинах №№ 2Р, 3Р и 5Р с вызовом притока за счет снижения уровня в скважине, при средних динамических уровнях 1501-1997 м получены малodeбитные притоки нефти с водой от 1,1 м³/сут до 3,3 м³/сут, выше, чем получены при испытании в открытом стволе с использованием КИИ-2М-146. Максимальный дебит 3,3 м³/сут был получен по скважине № 2Р приуроченной к северному склону структуры. По скважине № 5Р после проведения локального гидроразрыва пласта и изоляции водоприточного интервала 2234,4-2234 м, установленного по ГИС, при повторных испытаниях дебит обводненной нефти вырос с 1,4 м³/сут при динамическом уровне 1501 м до 2,3 м³/сут

при динамическом уровне 1308 м. Вместе с тем, обводненность по скважине уменьшилась с 92 % до 38 %, а коэффициент продуктивности увеличился с 0,09 (м³/сут)/МПа до 0,16 (м³/сут)/МПа.

По X площади средний коэффициент продуктивности составил 0,2 (м³/сут)/МПа, гидропроводность установлена 0,5 м³·10⁻¹²/Па·с, проницаемость пласта рассчитана 0,138·10⁻³ мкм², пьезопроводность 19,14·10⁴ м²/с. Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁¹ составило 22,3 МПа, пластовая температура в условиях естественного состояния теплового поля определена в скважине 5Р и составляет 107 °С.

По результатам испытаний скважин №№ 31Р, 33Р и 34Р в интервалах 2033-2170 м (а.о. минус 1977- минус 2101 м) пласта Ю₁¹ получены малodeбитные притоки обводненной и безводной нефти и установлены безприточные интервалы. Испытания проводились в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 продолжительность 0,5-1,3 ч для периода восстановления давления и записи КВД и в обсаженном стволе, где приток вызывался компрессированием скважины и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости от 2 до 2,5 суток. По испытаниям скважин №№ 32Р и 34Р в открытом стволе при депрессии на пласт в среднем 11,7 МПа получены слабые притоки нефти из пласта с дебитом от 0,28 м³/сут до 2,86 м³/сут. Максимальный дебит 2,86 м³/сут был получен по скважине № 32 в интервале 2033-2068 м, приуроченной к южному борту У поднятия. По скважине № 31Р в интервале 2074-2098 м получен слабый приток пластовой воды с дебитом 0,12 м³/сут. По скважине № 33Р в интервалах 2134-2143 м и 2144-2150 м при испытании в открытом стволе притока флюида из пласта не получено, интервал охарактеризован как «сухой». При испытаниях в скважинах №№ 32Р, 33Р и 34Р с вызовом притока за счет снижения уровня в скважине, при средних динамических уровнях 1326-1353 м получены малodeбитные притоки нефти от 0,28 м³/сут до 2,4 м³/сут. По скважинам №№ 32Р и 34Р после интенсификации притока получены фонтаны нефти дебитом 0,66 м³/сут (скважина № 32Р) и 1,3 м³/сут (скважина № 34Р при совместном испытании на пласт Ю₁³⁺⁴). По скважине № 33Р значительного эффекта от интенсификации притока не получено. Увеличение дебита составило от 0,29 м³/сут до 1,42 м³/сут при снижении уровня до 866 м.

По У площади средний коэффициент продуктивности составил в среднем 1,6 (м³/сут)/МПа. Максимальное значение установлено по скважине № 32Р и составило 5,53 (м³/сут)/МПа. Средняя проницаемость пласта не определяется, в силу неоднозначности полученных результатов испытания до и после

интенсификации притока (исследование не выдержано по времени за зону влияния ствола скважины). Проницаемость пласта, рассчитанная по первичным испытаниям (без интенсификации), составила $0,2 - 2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, для скважины № 32Р после интенсификации притока проницаемость определена $41,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Гидропроводность установлена $18,2 \text{ м}^3 \cdot 10^{-12} / \text{Па} \cdot \text{с}$ и определена по скважинам после интенсификации притока. Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁¹ составило 21,5 МПа, пластовая температура 100,5 °С.

По результатам испытаний скважин №№ 216П, 218Р, 219Р и 220Р в интервалах 2104-2194 м (а.о. минус 2059- минус 2163 м) получены малодобитные притоки безводной нефти и установлены безприточные интервалы для пласта Ю₁¹. По испытаниям скважин №№ 216П, 219Р и 220Р в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 (продолжительность записи для периода восстановления давления и записи КВД 0,3-0,7 ч) притока флюида из пласта не получено, интервалы, соответственно 2116-2220 м, 2112-2138 м и 2183-2194 м, охарактеризованы как «сухие». По испытаниям в обсаженном стволе, где приток вызывался компрессированием и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости по скважинам №№ 218Р, 219Р и 220Р получены слабые притоки нефти из пласта с дебитом от $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ при средних динамических уровнях от 900 м до 1873 м. Максимальный дебит $0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ был получен по скважине № 219Р в интервале 2100-2120 м, 2130-2152 м при СДУ 1873 м.

По Чебачьей площади коэффициент продуктивности и фильтрационные параметры пласта по испытаниям не рассчитывались. Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁¹ составило 21,9 МПа, пластовая температура 94,5 °С.

По испытаниям скважины № 1Р-ЛЯ в интервале 2177-2182 м (а.о. минус 2120-минус 2125 м) пласта Ю₁¹ приток нефти с дебитом $3,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ получен при снижении уровня до 1760 м. Коэффициент продуктивности и фильтрационные параметры пласта по испытаниям не рассчитывались.

Продуктивный пласт Ю₁¹ по испытаниям характеризуются малодобитными притоками нефти, обусловленными низкими коллекторскими свойствами нефтенасыщенных интервалов. Коэффициент продуктивности составляет в среднем $0,2 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$, гидропроводность установлена $0,5 \text{ м}^3 \cdot 10^{-12} / \text{Па} \cdot \text{с}$, проницаемость пласта рассчитана $0,138 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пьезопроводность $19,14 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{с}$. После интенсификации средний коэффициент продуктивности оценивается $1,6 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$. Максимальное значение установлено по скважине № 32 и

составило 5,53 (м³/сут)/МПа. Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁¹составляет в среднем 21,9 МПа. Давление, установленное по скважинам X площади, оценивается выше среднего для пласта и составляет 22,3 МПа. Пластовая температура 94,5-100 °С.

Характеристики продуктивного пласта Ю₁³⁺⁴ установлены по скважинам №№ 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 32Р, 33Р, 34Р, 218Р, 219Р, 1Р-ЛЯ.

По результатам испытаний скважин №№ 2Р, 3Р, 4Р, 5Р в интервалах 2196-2256 м (а.о. минус 2124-минус 2144 м) получены малодебитные притоки обводненной и безводной нефти и установлены безприточные интервалы пласта Ю₁³⁺⁴. Продолжительность испытания в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 составляла 1 ч для периода восстановления давления и записи КВД. В обсаженном стволе приток вызывался компрессированием и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости от 5 до 8 суток. По скважине № 4Р в интервале 2175-2190 м приуроченной к сводовой части структуры при испытании в обсаженном стволе получен слабый приток нефти с дебитом 0,54 м³/сут при снижении уровня 1742 м. По испытаниям скважины № 2Р с интервала 2196-2198 м получен приток технической воды с нефтью 0,7 м³/сут при снижении уровня до 1280 м. По испытаниям скважины № 3Р в интервалах 2195-2217 м и 2207-2113 м в открытом стволе при депрессии на пласт в среднем 15,5 МПа получены слабые притоки слабогазированной воды с дебитом 0,27-0,89 м³/сут. Приток воды так же получен при испытании скважины № 5 в интервале 2252-2256 м с дебитом 0,25 м³/сут при снижении уровня 1726 м.

По X площади средний коэффициент продуктивности составил 0,04 (м³/сут)/МПа, гидропроводность установлена 2,9 м³*10⁻¹²/Па*с, проницаемость пласта рассчитана 0,2*10⁻³ мкм². Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁³⁺⁴ составило 22,2 МПа, пластовая температура 97,6 °С.

По результатам испытаний скважин №№ 32Р, 33Р, 34Р в интервалах 2065-2170 м (а.о. минус 2013-минус 2116 м) получены малодебитные притоки обводненной и безводной нефти и установлены безприточные интервалы пласта Ю₁³⁺⁴. Продолжительность испытания в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 составляла 0,8-1,8 ч для периода восстановления давления и записи КВД. В обсаженном стволе приток вызывался компрессированием и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости от 2 до 2,5 суток. По испытаниям скважин в открытом стволе при депрессии на пласт в среднем 12,4 МПа, по скважине № 32Р получены проявления обильной пленки нефти с газом, тогда как по скважине № 33 притока флюида из пласта не получено и интервал охарактеризован как «сухой».

При испытаниях в скважине № 32Р с вызовом притока за счет снижения уровня в скважине, при средних динамических уровнях (СДУ) 1095-1278 м получены малodeбитные притоки нефти до 0,9 м³/сут. После проведения интенсификации по скважинам №№ 32Р, 33Р и 34Р получены притоки нефти с обводненностью 35 % и дебитом 4,5 м³/сут с интервала 2073-2093 м, 2064-2070 м, приток безводной нефти 2,4 м³/сут с интервала 2068-2070 м, 2073-2077 м для скважины № 32Р; фонтан нефти дебитом 1,3 м³/сут по скважине № 34Р при совместном испытании на пласт Ю₁¹. По скважине № 33Р эффекта от интенсификации притока не получено, увеличение дебита составило от 0,16 м³/сут до 0,42 м³/сут при снижении уровня до 701 м.

По Y площади средний коэффициент продуктивности составил 0,17 (м³/сут)/МПа. Максимальные значения установлены по скважинам №№ 32Р и 34Р после проведения интенсификации и составили 0,24-0,26 (м³/сут)/МПа. Средняя проницаемость пласта рассчитана 0,29 *10⁻³ мкм², гидропроводность установлена 3,4 м³*10⁻¹²/Па*с. Данные параметры определены по скважинам после интенсификации притока. Начальное пластовое давление продуктивного пласта Ю₁³⁺⁴ составило 21,1 МПа, пластовая температура 103 °С.

По результатам испытаний скважин №№ 216П, 218Р, 219Р и 220Р в интервалах 2116-2222 м (а.о. минус 2059-минус 2159 м) получены малodeбитные притоки как безводной нефти и установлены безприточные интервалы для пласта Ю₁³⁺⁴. По испытаниям скважин №№ 216П и 219Р и в открытом стволе посредством КИИ-2М-146 (продолжительность записи для периода восстановления давления и записи КВД 0,3-0,7 ч) притока флюида из пласта не получено, интервалы соответственно 2116-2220 м, 2123-2174 м и 2112-2138 м охарактеризованы как «сухие». По испытаниям в обсаженном стволе, где приток вызывался компрессированием и обеспечивалось прослеживание уровня жидкости по скважинам № 218Р (интервал 2104-2116 м, 2076-2088 м), № 219Р (интервал 2130-2152 м, 2100-2120 м) получены слабые притоки нефти из пласта с дебитом соответственно 0,48 м³/сут и 0,9 м³/сут при средних динамических уровнях от 900 м до 1873 м. По скважине № 220Р с интервала 2210-2222 м получен приток пластовой воды 0,93 м³/сут с газом.

По Чебачьей площади коэффициент продуктивности по испытаниям рассчитывался по скважине № 220Р, где был получен приток пластовой воды и составил 0,22 (м³/сут)/МПа. Фильтрационные параметры пласта не рассчитывались.

Начальное пластовое давление продуктивного пласта $Ю_1^{3+4}$ составило 21,6 МПа, пластовая температура 94,3 °С.

По испытаниям скважины № 1Р-ЛЯ площади в интервалах 2184-2190, 2194-2203 м (а.о. минус 2127-минус 2146 м) пласта $Ю_1^{3+4}$ приток нефти с дебитом 3,4 м³/сут получен при снижении уровня до 1500 м. Коэффициент продуктивности и фильтрационные параметры пласта по испытаниям не рассчитывались.

Продуктивный пласт $Ю_1^{3+4}$ по испытаниям характеризуется малодебитными притоками нефти, обусловленными низкими коллекторскими свойствами нефтенасыщенных интервалов. Коэффициент продуктивности составляет в среднем 0,04-0,17 (м³/сут)/МПа, гидропроводность установлена 2,9 м³·10⁻¹²/Па·с, проницаемость пласта рассчитана 0,2·10⁻³ мкм². Начальное пластовое давление продуктивного пласта $Ю_1^{3+4}$ составило 22,2 МПа, пластовая температура 97,6 °С. Так же как и для пласта $Ю_1^1$ после интенсификации притока путем воздействия на пласт пороховым генератором давления (ПГД-БК) и обработкой околоскважинной зоны ПАВ (1 % раствор превоцела) после повторного освоения скважин средний коэффициент продуктивности оценивается выше, определен в среднем 0,23 (м³/сут)/МПа. Начальное пластовое давление продуктивного пласта $Ю_1^{3+4}$ составляет в среднем 22,0 МПа.

Коллекторские свойства продуктивных пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^{3+4}$ низкие. Коэффициент продуктивности и проницаемость составляет в среднем для пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^{3+4}$ соответственно 0,2 (м³/сут)/МПа и 0,138·10⁻³ мкм², 0,04-0,17(м³/сут)/МПа и 0,2·10⁻³ мкм². После интенсификации скважин отмечается увеличение коэффициента продуктивности для пласта $Ю_1^1$ до 1,18 (м³/сут)/МПа, для пласта $Ю_1^{3+4}$ до 0,46 (м³/сут)/МПа. Максимальный приток 2,86 м³/сут и максимальный коэффициент продуктивности 5,53 (м³/сут)/МПа установлен для пласта $Ю_1^1$ по скважине № 32Р и получен при испытании в открытом стволе пластоиспытателем. Давление пластов $Ю_1^1$ и $Ю_1^{3+4}$ близки по значениям и составляют соответственно 21,9-22,0 МПа, температура в условиях естественного состояния теплового поля -107°С.

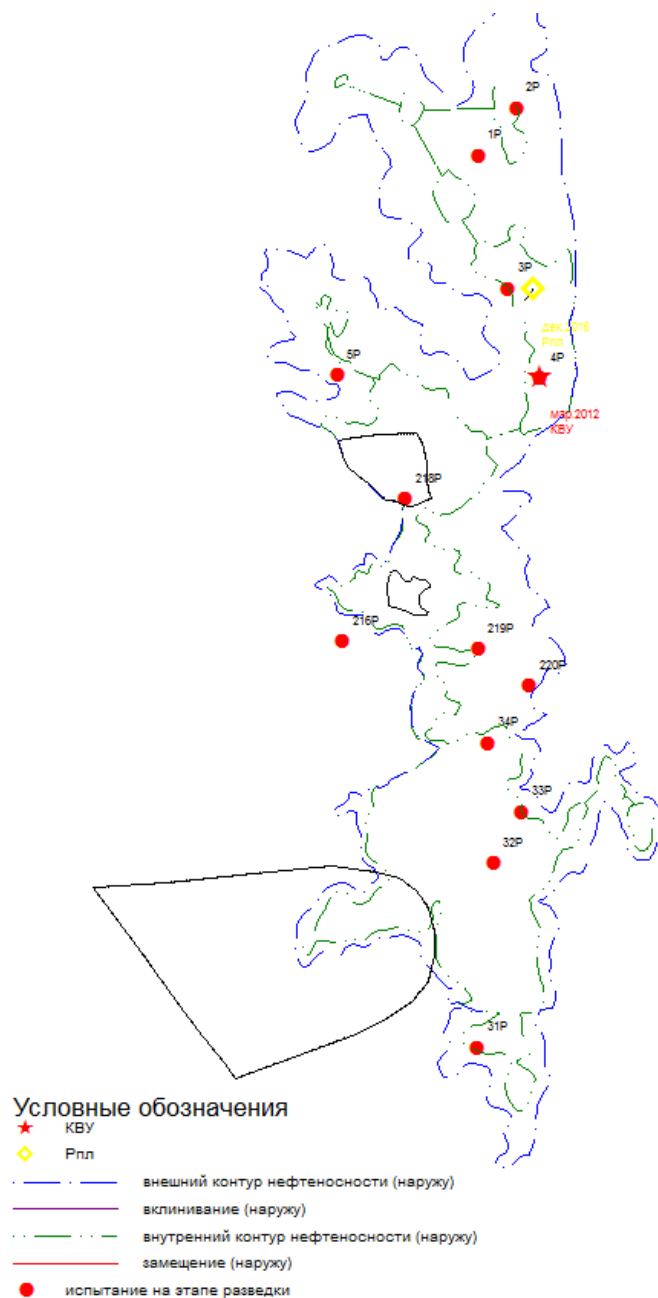


Рисунок 6 - Обзорная карта охвата ГДИ по площади X месторождения

1.8 Сведения о подсчете запасов углеводородного сырья

На 01.01.2017 г. в целом запасы нефти X месторождения числятся на государственном балансе в количестве (геологические/извлекаемые) по категории А+В₁ – 19092/3819 тыс. т, по категории В₂ – 65666/13132 тыс. т.

Извлекаемые запасы растворенного газа, числящиеся на государственном балансе составили по категории А+В₁ – 580 млн. м³, по категории В₂ – 1996 млн. м³.

Сопоставление запасов нефти и растворенного газа на 01.01.2017 г. представлено в таблице 3.

Состояние запасов нефти и растворенного газа X месторождения на 01.01.2017 г. представлено в таблице 4.

Согласно "Классификации запасов нефти и горючих газов" X месторождение по сложности геологического строения относится ко II группе (сложных) месторождений.

Таблица 3 - Сопоставление запасов нефти на 01.01.2017 г. X месторождения

Продуктивные пласты, объекты, месторождение в целом	Начальные геологические запасы, тыс. т			
	Представляемые, 2017 г.		Числящиеся на государственном балансе на 01.01.2017 г.	
	АВ ₁	В ₂	В ₁	В ₂
Ю ₁ ¹	9863	17623	16555	41983
Ю ₁ ^{МУ+3+4} на ГБ (Ю ₁ ³⁺⁴)	12452	29095	2537	23683
Итого по месторождению	22315	46718	19092	65666

Таблица 4 - Состояние запасов нефти X месторождения на 01.01.2017г.

Объекты, месторождение в целом	Начальные запасы нефти, тыс. т												Текущие запасы с учетом ПЗ 2017 г., тыс.т				
	Утвержденные ЦКЗ МПР РФ						На государственном балансе на 01.01.2017г.										
	Геологическ ие		Извлекаем ые		КИН, доли ед.		Геологичес кие		Извлекае мые		КИН, доли ед.		Геологичес кие		Извлекаем ые		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	
Лицензионный участок ОАО "Томскнефть" ТОМ № 00048 НЭ																	
Ю ₁ ¹	9863	1762 3	2069	370 1	0,210	0,210	1655 5	4198 3	331 2	8396	0,20 0	0,20 0	9863	1762 3	206 9	3701	0,00 0
Ю ₁ ^{МУ+3+4} на ГБ (Ю ₁ ³⁺⁴)	1245 2	2909 5	2613	611 1	0,210	0,210	2537	2368 3	507	4736	0,20 0	0,20 0	1245 2	2909 5	261 3	6111	0,00 0
Всего по ЛУ	2231 5	4671 8	4682	981 2	0,210	0,210	1909 2	6566 6	381 9	1313 2	0,20 0	0,20 0	2231 5	4671 8	468 2	9812	0,00 0
Итого по месторождени ю	2231 5	4671 8	4682	981 2	0,210	0,210	1909 2	6566 6	381 9	1313 2	0,20 0	0,20 0	2231 5	4671 8	468 2	9812	0,00 0

1.9 Характеристика текущего состояния разработки

Х месторождение введено в разработку в 2012 году пуском в эксплуатацию после ГРП разведочной скважины №4Р, в результате получено увеличение коэффициента продуктивности с 0,034 до 1,8 м³/(сут*МПа). На протяжении 2012 года скважина №4Р отработала 10 дней, за это время было отобрано 110 тонн нефти, добыча жидкости составила 313 тонн. Средняя обводненность продукции составляет 64,9 %. Скважина эксплуатировалась механизированным способом с помощью ЭЦН с забойным давлением 27 атм.

В период 2012 – 2013 гг. добыча проводилась одной разведочной скважиной в зимний период. На протяжении 2013 года скважина №4Р отработала 20 дней, было отобрано 103 тонны нефти, добыча жидкости составила 675 тонн. Средний дебит нефти равен 5 т/сут, жидкости 32,7 т/сут, среднегодовая обводненность 84,7 %. Скважина эксплуатировалась механизированным способом с помощью ЭЦН с забойным давлением 31,8 атм.

В 2014-2015 гг. месторождение не разрабатывалось. Добыча возобновилась в 2016 году вводом в эксплуатацию после МГРП горизонтальной скважины №661. Скважина №661 введена в эксплуатацию с дебитом нефти 30,1 т/сут, жидкости 45 м³/сут при обводненности 20 %. Продуктивность скважины составила 1,02 м³/сут*атм. На 01.01.2017 года, согласно технологическому режиму, скважина находится в бездействии, ЭЦН не спускался из-за сезонной эксплуатации скважины. По данным ГИС горизонтальная часть ствола (длина 501 м) вскрыла продуктивный коллектор на протяжении 299,4 м с проницаемостью от 0,8 до 1,46 мД.

На протяжении 2016 года добыча проводилось одной добывающей скважиной №661. Разведочная скважина №4Р из бездействующего фонда переведена в консервацию. Скважина №661 отработала 3 дня в режиме фонтанирования, за это время было отобрано 87 тонн нефти и 114 тонн жидкости. Средний дебит нефти равен 30,3 т/сут, жидкости 39,7 т/сут, среднегодовая обводненность 23,7 %.

По состоянию на 01.01.2017 г. на Х месторождении отобрано 300 тонн нефти, 1102 тонны жидкости.

Ввиду отсутствия инфраструктуры и системы обустройства на месторождении, добыча нефти ведется сезонно из одной скважины №661 в режиме

автономии с автовывозом продукции по зимнику на УПСВ Северная, расположенной на расстоянии более 25 км по прямой от границы месторождения.

Основные показатели состояния разработки по месторождению рассмотрены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные показатели состояния разработки месторождения на 01.01.2017 г.

№п/п	Показатели	Объект Ю ₁
1	Год ввода в разработку	2012
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год	0,1
3	Накопленная добыча нефти, тыс.т	0,3
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,000
	Утвержденный КИН (В ₁), доли ед.	0,200
5	Годовая добыча жидкости, тыс. т/год	0,1
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1,1
	Обводнённость, %	23,7
	Водонефтяной фактор, т/т	0,31
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,67
6	Фонд добывающих скважин (эксплуат.)	1
	Действующий фонд добывающих скважин	0
	Действующий фонд нагнетательных скважин	0
7	Средний дебит нефти, т/сут	30,3
	Средний дебит жидкости, т/сут	39,7
	Средняя приемистость скважины, м ³ /сут	0
8	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	0
	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	0
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	0
9	Добыча попутного газа, млн. м ³ /год	0,013

2.ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Промышленная нефтеносность X месторождения приурочена к юрским отложениям васюганской свиты – пластам Ю₁¹, Ю₁^{МУ} и Ю₁³⁺⁴. Между собой пласты разъединены глинистыми пропластками. В подсчете запасов пласты Ю₁^{МУ} и Ю₁³⁺⁴ объединены в единый подсчетный объект Ю₁^{МУ+3+4}. Общая толщина перемычки между пластами Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4} составляет в среднем 7 м. (рисунок 7).

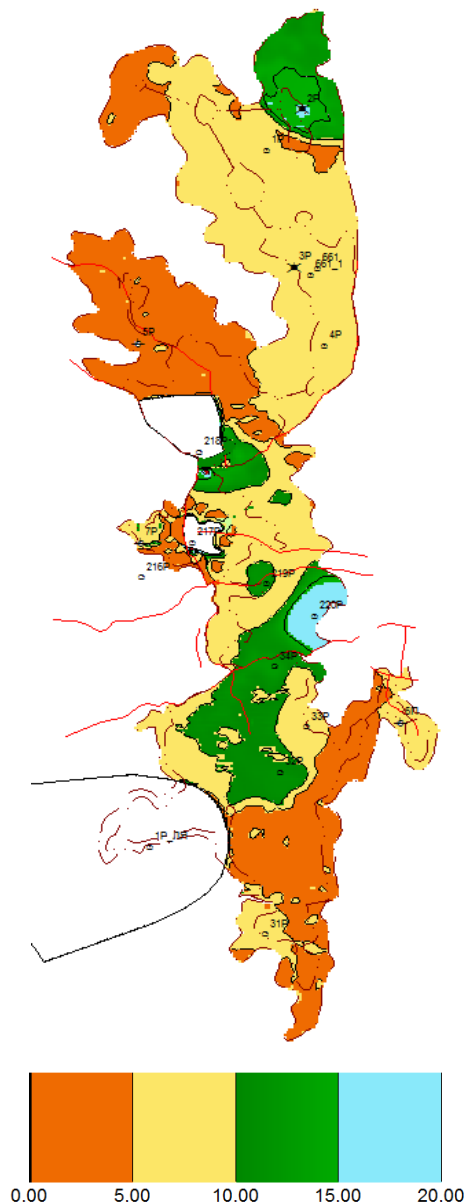
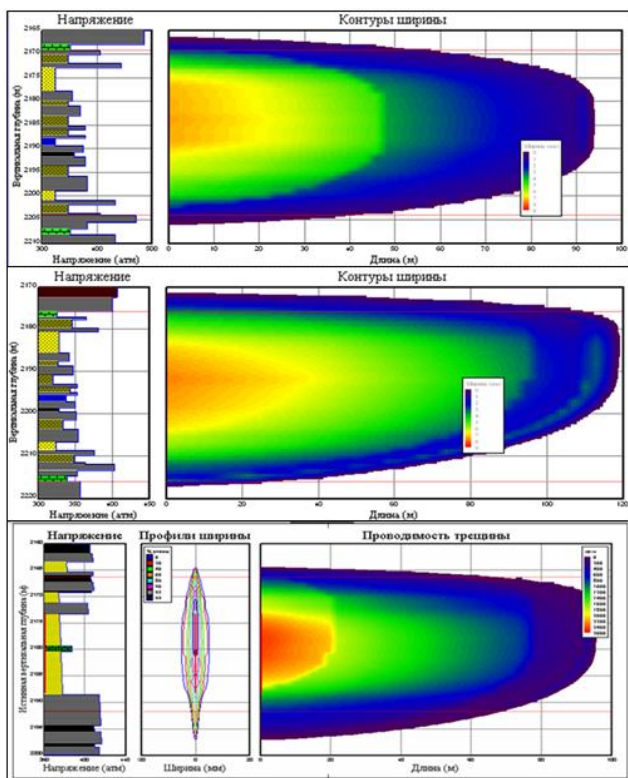


Рисунок 7 - Мощность перемычки между пластами Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4}

В связи с крайне низкой проницаемостью пластов разработка месторождения планируется с массированным применением ГРП. Учитывая высоту трещин ГРП

полученную по результатам выполненных операций на скважинах №№4Р и 661 (рисунок 8), можно сделать вывод о прорыве трещины в оба продуктивных интервала.



Скв 661 стадия 1.
Объем – 32 тонны проппанта.
Высота трещины 33 метра.

Скв 661 стадия 2-4.
Объем – 52 тонны проппанта.
Высота трещины 38-42 метра.

Скв 4Р.
Объем – 41 тонны проппанта.
Высота трещины 27 метров.

Рисунок 8 - Геометрия трещин по результатам ГРП скважин №4Р и 661

Пласты характеризуются схожими геолого-физическими характеристиками, частично совпадают в плане, однако присутствуют небольшие участки, в пределах которых присутствует только один из пластов.

Из-за крайне низких проницаемостей ($\sim 0,6$ мД по объекту Ю₁¹ и $\sim 0,3$ мД по объекту Ю₁^{МУ+3+4}) и, как следствие, низких дебитов, разработка объектов собственными сетками скважин представляется неэффективной с технико-экономической точки зрения. В дальнейшем, на участках, где нефтеносны оба продуктивных интервала, предполагается совместно разрабатывать объекты единой сеткой эксплуатационных скважин. В качестве объекта разработки предполагается объект Ю₁ [3,4].

2.2 Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

2.2.1 Обоснование вариантов разработки

Главной особенностью объектов X месторождения является большая площадь нефтеносности при низких фильтрационно-емкостных характеристиках коллектора (средняя проницаемость пласта Ю₁¹ составляет 0,6 мД, пласта Ю₁^{МУ+3+4} – 0,3 мД, пористость – порядка 13 %) и относительно небольших толщинах продуктивных интервалов (средняя ННТ менее 10 метров у обоих объектов). Для разработки месторождения стандартными наклонно-направленными скважинами необходим многочисленный фонд, который будет характеризоваться низкими дебитами, даже при условии проведения массового ГРП как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах.

Все варианты рассчитывались до момента достижения скважинами дебита нефти 0,5 т/сут или уровня весовой обводненности 98 %. На добывающих скважинах задавалось забойное давление, равное 4,8 МПа на нагнетательных – 38,5 МПа (40,5 для варианта 1).

Для определения системы разработки был проведён расчёт соотношения добывающих и нагнетательных скважин. Расчёт был произведён на основе формул аналитической оценки определения соотношения Р/І (формула 5.1,5.2)*. Исходные данные для расчётов показаны в таблице 6 и на рисунке 9.

$$M_T = \frac{\lambda_{wat}}{\lambda_{oil}} = \frac{K_{rw}/\mu_w}{K_{ro}/\mu_o}, \quad (5.1)$$

где M_T – соотношение подвижности воды и нефти в конечных точках кривой ОФП;

λ_{wat} – подвижность воды;

λ_{oil} – подвижность нефти;

K_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде;

K_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти;

μ_w – вязкость воды в пластовых условиях;

μ_o – вязкость нефти в пластовых условиях.

$$P/I_{max} = M_T (P_n - P_o) / (P_o - P_d), \quad (5.2)$$

где P_n – забойное давление в нагнетательных скважинах,

* Стандарт компании «Подготовка, экспертиза и защита интегрированных проектов разработки месторождений» №П1-01 СЦ-061, вер. 1.00

P_o – начальное пластовое давление,

P_d – забойное давление в добывающих скважинах.

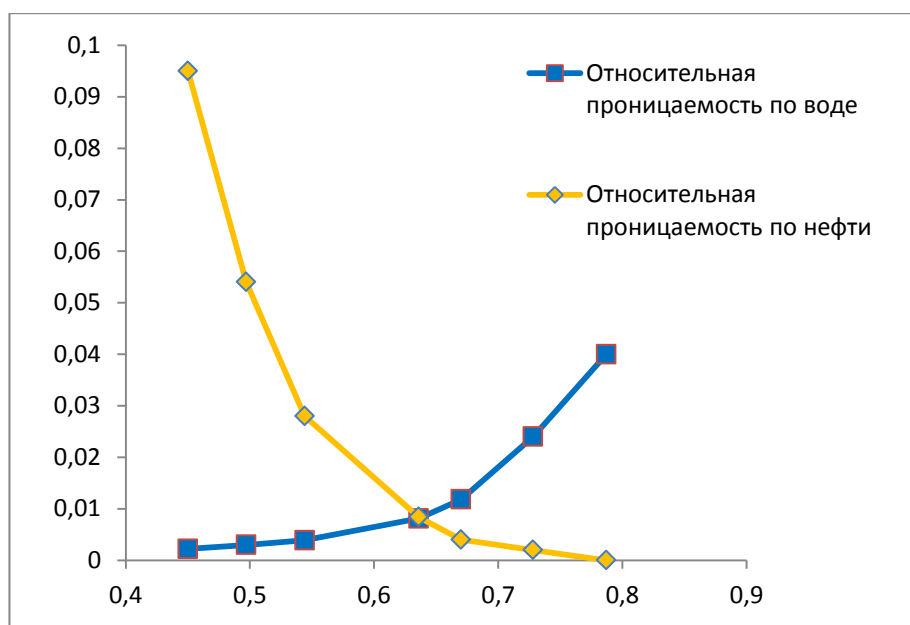


Рисунок 9 - Зависимость относительной фазовой проницаемости по воде и по нефти

Таблица 6 - Исходные данные для расчёта отношения нагнетательных и добывающих скважин по объекту Ю₁

Объект	Рзаб нагн.	Рзаб доб.	Рпл нач.	μ_o	μ_w	K _{rw}	K _{ro}	M _T	P/I max
Ю ₁	380	47	212	0,64	0,34	0,04	0,1	0,75	0,77

По результатам расчётов было выявлено отношение подвижности воды и нефти в конечных точках кривой ОФП (начальная водонасыщенность средняя из ГДМ) приблизительно равное 1:1, что, с учётом практически равной депрессии и репрессии, говорит о необходимости применения пятиточечной или рядной системы разработки.

В связи с тем, что рядная система разработки в случае горизонтальных скважин имеет большую гибкость по сравнению с пятиточечной системой разработки, было принято решение использовать её вместо пятиточечной системы.

Варианты разработки только наклонно-направленными скважинами не рассматривались, так как прошлый проектный документ показал, что такое проектное решение является нерентабельным. На основе выбранной системы расстановки формировались следующие варианты:

– вариант 1 (утверждённый, рисунок 10) предполагает разработку объектов месторождения системой горизонтальных скважин (длина горизонтального участка 800 м, на добывающих скважинах предусмотрено проведение семистадийного ГРП);

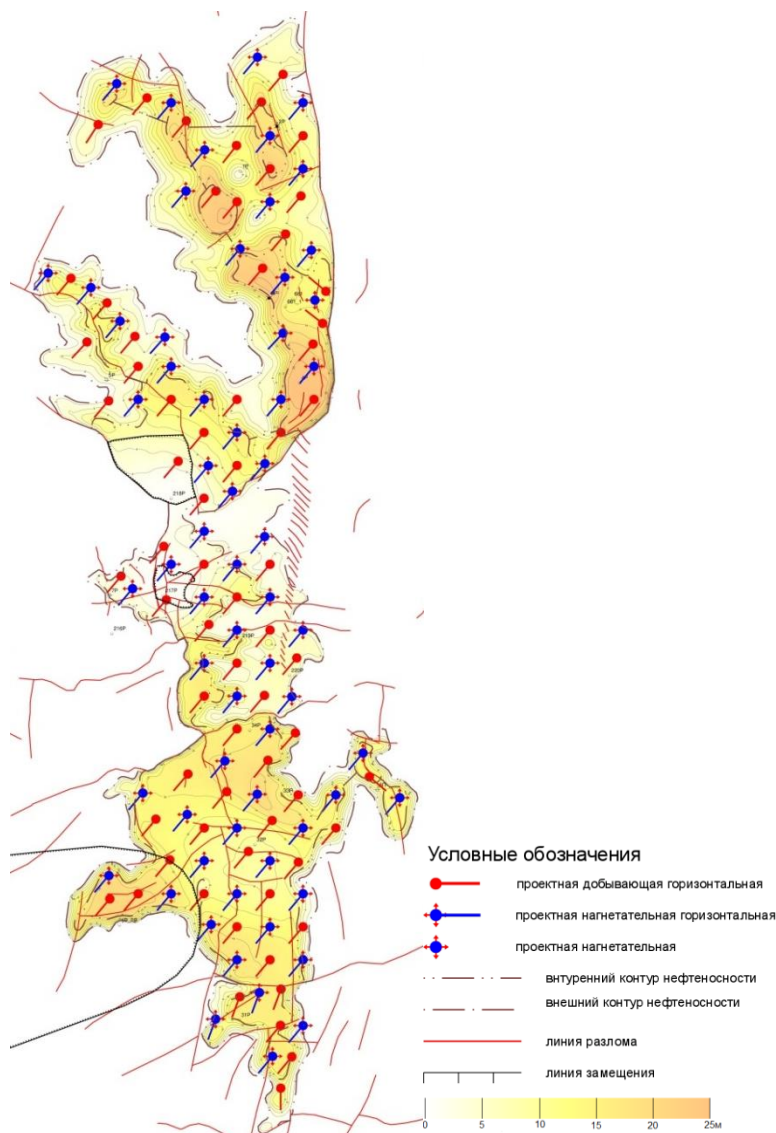


Рисунок 10 - Карта начальных нефтенасыщенных толщин со схемой размещения скважин, вариант 1

– вариант 2 (рекомендуемый, рисунок 11) предполагает разработку объекта месторождения рядной системой горизонтальных скважин с бурением преимущественно в зоны повышенных запасов, показанных на рисунке 12 (длина горизонтального участка 700 м, расстояние между рядами 500 м, между скважинами 1200 м, на всех скважинах предусмотрено проведение семистадийного ГРП);

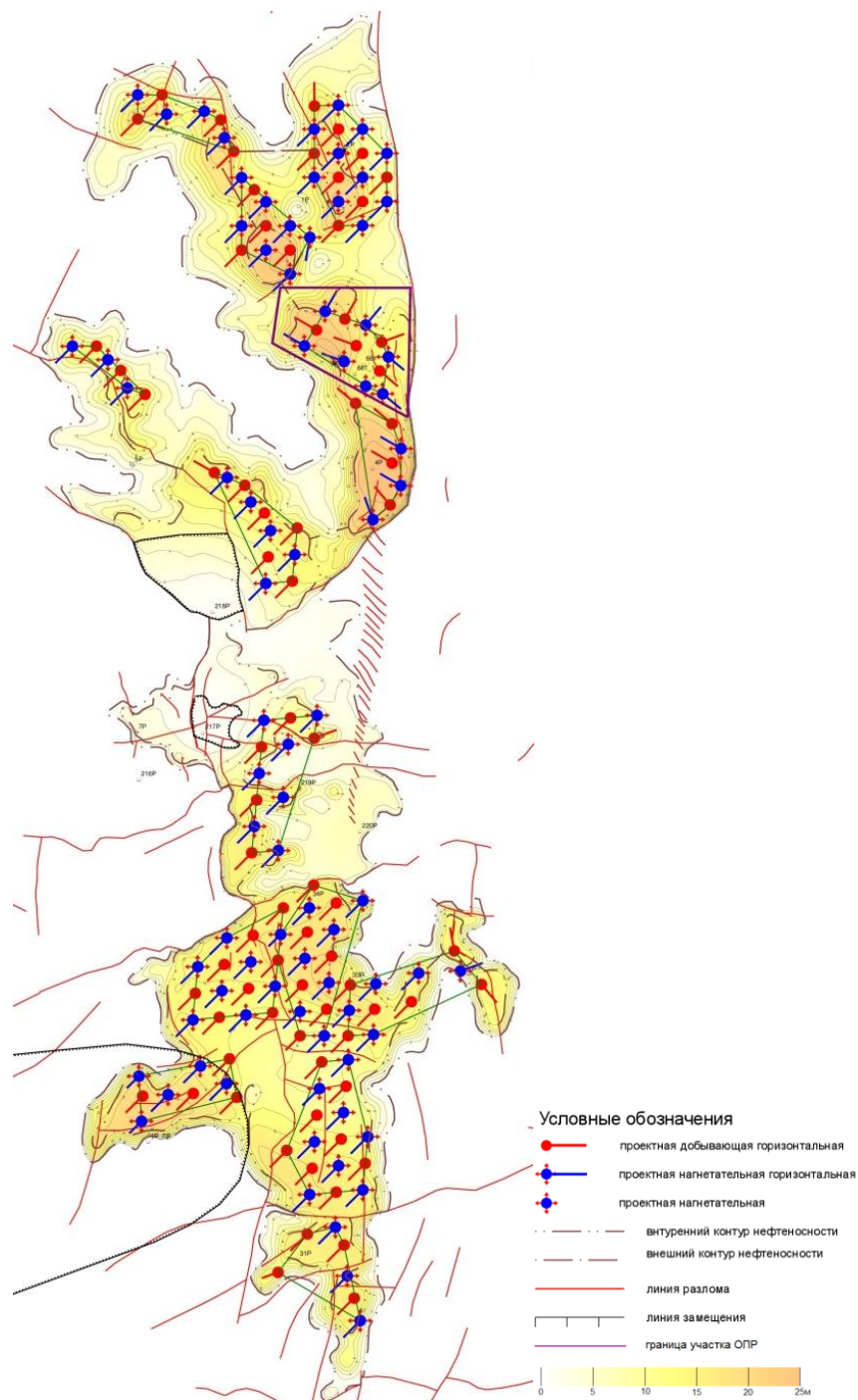


Рисунок 11 - Карта начальных нефтенасыщенных толщин со схемой размещения скважин, вариант 2 (рекомендуемый)

2.2.2 Обоснование выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин

В разработку месторождение введено в 2012 году вводом в эксплуатацию разведочной скважины №4Р. На данный момент на территории месторождения

пробурено 17 поисковых и разведочных скважин, однако к дальнейшему использованию (по техническим причинам) пригодны только скважины №№3Р, 4Р, 5Р, 6П, 7Р. Наклонно-направленные скважины характеризуются низкими показателями дебита нефти из-за плохих ФЕС, поэтому строительство наземной инфраструктуры для отдельно стоящих скважин неоправданно. Возможно рассмотрение их только в качестве пьезометрических. На скважинах №№4Р и 5Р проведён ГРП.

Нефтеносность месторождения приурочена к пластам $Ю_1^1$ и $Ю_1^{МУ+3+4}$, характеризующимся низкой проницаемостью (в среднем 0,3-0,6 мД). Так как объекты обладают схожими геолого-физическими характеристиками, свойства пластовых флюидов объектов практически идентичны и средняя толщина перемычки между пластами не превышает 7 м, то на участках, где объекты совпадают в плане, планируется их совместная разработка единым фондом скважин с проведением ГРП.

При дальнейшем формировании системы разработки X месторождения необходимо предусмотреть:

- организацию эффективной системы ППД (в этом случае приоритетной видится реализация на месторождении рядной системы размещения скважин с соотношением между добывающими и нагнетательными скважинами близким к 1:1);
- уточнение (по мере разбуривания) геологического строения залежей и положения ВНК;
- перевод запасов категории B_2 в промышленные.

В первые годы разработки необходимо:

- оценить добывные возможности горизонтальных скважин с продольным и поперечным распространением трещин ГРП;
- определить направление трещин ГРП;
- оценить возможность формирования на месторождении эффективной системы ППД;
- оценить возможность эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на различных режимах с целью оценки оптимального забойного давления.

На X месторождении пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^{МУ+3+4}$ планируется разрабатывать единой сеткой скважин, осуществляя совместную разработку на участках, где объекты совпадают в плане. Разработка объектов собственными сетками скважин

ввиду малодобитности фонда является экономически неэффективной. Разработка возвратным фондом невозможна ввиду кратного увеличения проектного периода.

Формирование вариантов разработки происходило в несколько этапов:

- во-первых, на основе результатов моделирования, была выбрана базовая система размещения скважин – рядная;
- во-вторых, было обосновано расстояние между трещинами при ГРП;
- в-третьих, была определена длина горизонтального ствола;
- далее, на основе выбранной рядной системы размещения скважин с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 500 м, формировались варианты разработки №2.

Расчёт по обоснованию количества стадий ГРП на единицу длины горизонтального ствола проводился с помощью аналитической модели Li (рисунок 13) и гидродинамической модели. Сначала на аналитической модели Li настроенной на фактический запуск скв. 661 была построена зависимость стартового дебита нефти на каждую стадию ГРП в зависимости от расстояния между портами МГРП для разных длин ствола. Как видно из графика все значения четко легли на единую зависимость, при этом в интервале от 80 до 130 метров наблюдается зона перегиба. Дальнейшее увеличение расстояния между портами уже не приводит к значительному росту запускных параметров, в тоже время при расстоянии менее 80 метров наблюдается интерференция трещин между собой, что снижает запускные показатели.

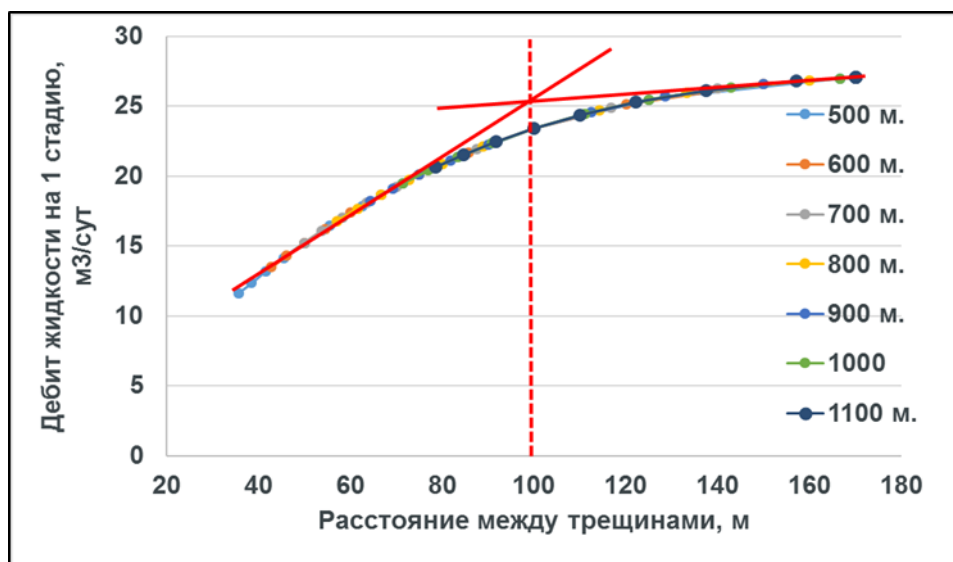


Рисунок 13 - Расчёт на модели Li

Для подтверждения данной теории были проведены расчеты на секторной гидродинамической модели с локальным измельчением сетки. Была рассчитана скважина длиной 400 метров с расстоянием между портами 80, 100 и 130 метров. Полученные результаты были рассчитаны на экономической модели, в результате чего наихудший результат показал вариант с расстоянием 130 метров, а наилучший 100 метров (рисунок 14). Это говорит о том, что в условиях низкой проницаемости месторождения наиболее оптимальным расстоянием между портами ГРП является 90-100 метров. В целом данный результат согласуется общепринятой практикой применения МГРП на ГС в Западной Сибири [5].



Рисунок 14 - Оценка экономического эффекта при различных расстояниях между трещинами ГРП

В мировой практике для проектирования направления ствола горизонтальной скважины относительно трещин ГРП руководствуются следующими данными [6]:

- при хорошей проницаемости (обычно больше 6-7 мД) направление ствола рекомендуется проектировать продольно по отношению к направлению распространения трещины ГРП;
- при низкой проницаемости (обычно менее 6-7 мД) направление ствола рекомендуется проектировать поперечно по отношению к направлению распространения трещины ГРП.

Обосновывается данное положение тем, что в условиях относительно высокой проницаемости наиболее важным моментом является организация системы ППД, которая обеспечит максимальный охват вытеснением, что возможно при продольном расположении трещин относительно ствола. При низких

проницаемостях первичным является обеспечение максимального дебита скважин для получения положительной эффективности проекта. В случае X месторождения, проницаемость по объекту в среднем значительно меньше 6 мД, в связи с этим было принято решение закладывать в проект направление скважин перпендикулярно предполагаемому направлению трещин ГРП. Для снижения эффекта возможного прорыва воды от нагнетательных к добывающим скважинам, они в рядах располагались в шахматном порядке.

Для определения наиболее вероятного направления трещин ГРП, были проанализированы следующие данные по региональному стрессу:

- в соседних с X месторождениях было проведено 1 исследование волнового акустического каротажа, скважина №80, 2014 г (Кошильская площадь, рисунок 15);
- большая часть исследований в Томской области (Васюганский регион) и Западной Сибири показывают направление трещин ГРП с Северо-Запада на Юго-Восток (рисунок 16).

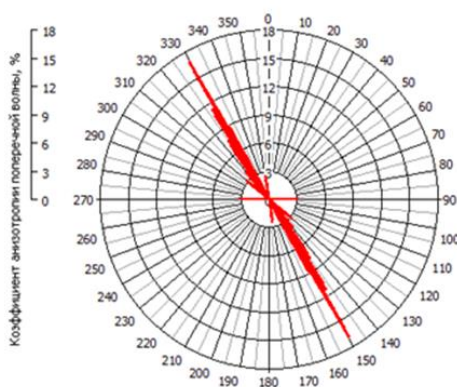


Рисунок 15 - Исследования волнового акустического каротажа, скв.№80 Кошильской площади Вахского месторождения.

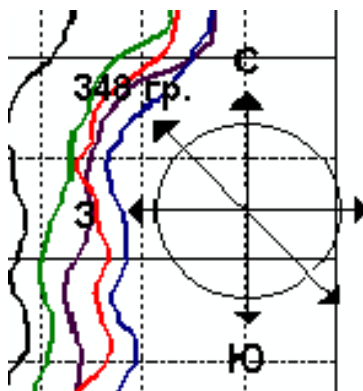


Рисунок 16 - Средний азимут трещины ГРП по Васюганскому региону

Стоит отметить, что необходимы исследования по направлению трещин ГРП, так как месторождение осложнено тектоническими нарушениями, которые могут заметно изменить геомеханическую картину.

Для выбора расстояния между рядами скважин и определения длины горизонтальных стволов, были проведены расчёты на секторе гидродинамической модели. В расчётах рассматривалось 30 вариантов с расстоянием между рядами от 300 до 700 м с шагом 100 м и длинами ГС от 500 до 1000 м также с шагом в 100 м. Результаты экономического анализа, полученные по вариантам показателей, приведены на рисунке 17. В анализе учитывалось, что для бурения горизонтальных стволов с длиной более 700 м нужны дорогие роторно-управляемые системы, более мощные и дорогие буровые станки. В тоже время при бурении более коротких скважин потребуется увеличение размеров и количество кустовых оснований. Также отмечалось, что при расстоянии между рядами скважин более 500 м снижается эффективность системы ППД, а при расстоянии между рядами менее 500 м существенно возрастают риски прорыва воды по системе трещин. Экономический расчет показывает, что наиболее выгодным вариантом будет бурение горизонтальных скважин длиной 700 метров с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин в 500 метров.

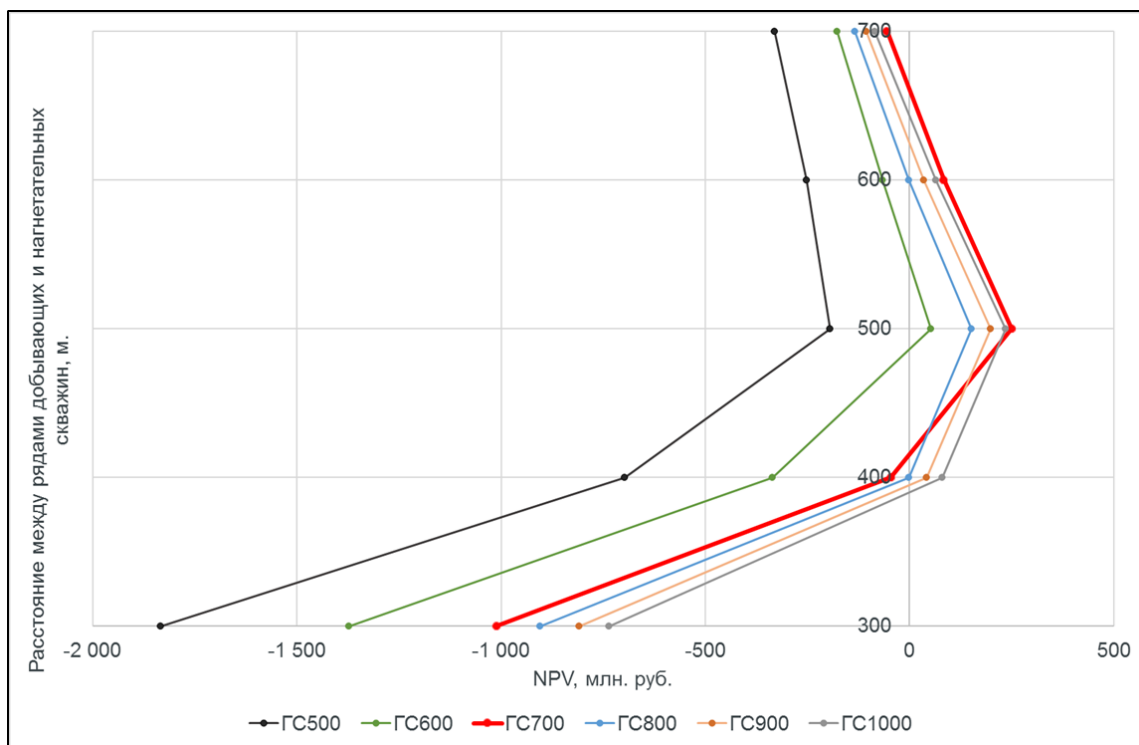


Рисунок 17 - Результаты экономического анализа по выбору наиболее эффективной длины ГС и расстояния между рядами

По результатам технико-экономического анализа расчета варианта 2 была построена карта рентабельности бурения (рисунок 12), основанная на произведении проницаемости на начальные нефтенасыщенные толщины (КН) и на плотности подвижных запасов, из которой видно, что значительная часть площади месторождения является нерентабельной для бурения. Часть площади месторождения можно назвать условно рентабельной, поскольку она зависит от объемов вложений в наземную инфраструктуру.

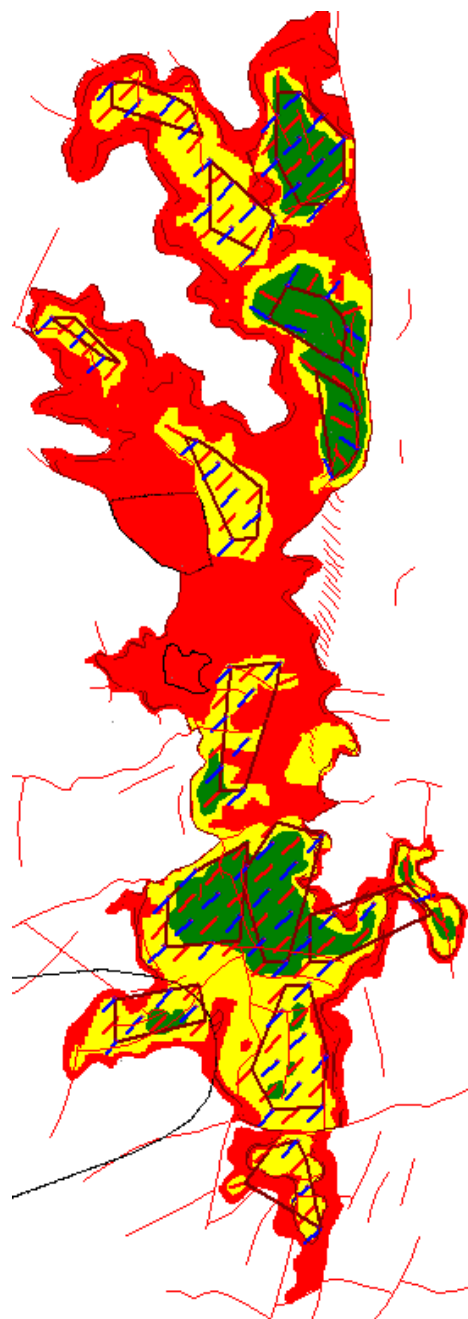


Рисунок 12 - Карта рентабельности бурения

Сравнение экономического эффекта по вариантам, достигаемый по ним КИН можно увидеть на диаграмме на рисунке 21.

2.2.3 Технологические показатели разработки по вариантам

Все варианты разработки рассчитаны до срока достижения предельной обводненности продукции 98 % и суточного дебита нефти 0,5 т/сут. Модель X месторождения сааптирована на результаты работы скважин 4Р и 661.

Технологические показатели вариантов разработки представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Основные исходные данные для расчетов технологических показателей разработки X месторождения

Характеристики	Варианты разработки	
Вариант	1	2
Режим разработки	Упруговодонапорный	
Система размещения скважин	пятиточечная	рядная
Плотность сетки, га/скв	39,2	25,9
Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,147	0,210
Соотношение скважин, наг : доб	0,93:1	1,06:1
Режим работы скважин (Рзаб), МПа:		
добывающих	4,8	4,8
нагнетательных	40,5	38,5
Коэфф-нт использования фонда скважин:		
нефтяных	0,95	0,95
нагнетательных	0,95	0,95
К-т эксплуатации скважин:	0,95	0,95
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин, %	98	98
Продолжительность расчета, годы	148	138

Вариант 1 (утверждённый) – предусматривает разработку месторождения горизонтальными скважинами по пятиточечной системе размещения скважин с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами 1200 м. Длина горизонтальных участков принималась равной 800 м, количество стадий ГРП – 7. В качестве вытесняющего агента предполагается использовать воды сеноманского горизонта.

Общий фонд скважин за весь период разработки – 146, в т.ч. 73 добывающих (из них 69 ГС+МГРП, 2 ННС+ГРП, 2 ННС), 64 нагнетательных (из них 63 ГС+МГРП, 1 ННС+ГРП), 7 водозаборных и 2 ликвидированных. Забойное давление на добывающих скважинах 4,8 МПа, на нагнетательных – 40,5 МПа. Вариант рассчитывался до достижения добывающими скважинами дебита 0,5 т/сут либо значения весовой обводненности добываемой продукции 98 %.

К концу проектного периода (2164 г.) накопленный отбор нефти составит 10178 тыс. т. нефти, жидкости – 84692 тыс. т. Накопленная закачка агента за весь период составит 89528 тыс. м³, накопленная компенсация отбора закачкой достигнет 98,9 %.

Максимальный уровень отбора нефти по варианту достигается в 2023 г. и составляет 227,0 тыс. т., жидкости – 1235,8 тыс. т. в 2024 году. Конечный коэффициент извлечения нефти составляет 0,147, отбор от НИЗ – 70,2 %, плотность сетки скважин – 39,2 га/скв. Максимальный фонд действующих добывающих скважин – 63 в 2024 – 2025 гг.; нагнетательных – 64 в 2025 – 2041 гг. К концу проектного периода в действующем фонде добывающих скважин числится 0 скважин, нагнетательных – 0.

Технологические показатели по варианту представлены на (рисунке 18), в таблице 8.

Вариант 2 (рекомендуемый) – бурение производится преимущественно в зонах повышенных запасов. Общий фонд скважин за весь период разработки – 172, в т.ч. 81 добывающая (из них 77 ГС+МГРП, 2 ННС+ГРП, 2 ННС), 82 нагнетательных (из них 81 ГС+МГРП с отработкой, 1 ННС+ГРП), 7 водозаборных и 2 ликвидированных. Забойное давление на добывающих скважинах 4,8 МПа, на нагнетательных – 38,5 МПа. Вариант рассчитывался до достижения добывающими скважинами дебита 0,5 т/сут либо значения весовой обводненности добываемой продукции 98 %.

За проектный период (2017–2154 гг.) планируется отобрать 14494 тыс. т. нефти, 113496 тыс. т. жидкости, к концу 2154 г. средняя обводненность продукции достигнет 98 %. Накопленная закачка воды составит 125168 тыс. м³, накопленная компенсация отбора закачкой достигнет 102,7 %.

Максимальный уровень отбора нефти по варианту достигается в 2028 г. и составляет 302,9 тыс. т., жидкости – 927,0 тыс. т. в 2064 году. Конечный коэффициент извлечения нефти составляет 0,210, отбор от НИЗ – 100 %, плотность сетки скважин – 25,9 га/скв. Максимальный фонд действующих добывающих скважин – 77 в 2030 – 2036 гг.; нагнетательных – 82 прогнозируется в 2029 – 2124 гг. К концу проектного периода в действующем фонде добывающих скважин числится 0 скважин, нагнетательных – 0.

Технологические показатели по варианту представлены на рисунке 18, в таблице 8.

На месторождении выделен участок ОПР, предполагающий апробацию технологии бурения горизонтальных скважин различной ориентации и профиля с подбором дизайна МГРП с детализацией показателей. Опытно-промышленные работы в 2018-2020 гг. со следующими целями:

1. оценка возможности поддержания пластового давления с помощью наклонно-направленных скважин – скв. 285 (2019 г)
2. проведение волнового акустического каротажа для уточнения направления распространения трещин ГРП – скв. 285 (2019 г)
3. определение оптимального направления горизонтального ствола с учетом данных волнового акустического каротажа
4. определение оптимального тоннажа и технологии проведения МГРП - скв. 305, 306, 290, 283, 289. Рассмотреть возможность разных вариантов проводки ствола, ограничение тоннажа ГРП, применения технологии ограничения роста трещины в высоту (2018-2020 гг.)
5. отбор керна на одной из скважин куста 3Бис, проведение специальных исследований и изучение механических свойств породы

Для определения возможности осуществлять эффективное поддержание пластового давления предлагается пробурить на кусте 3Бис одну наклонно-направленную нагнетательную скважину №285, на ней же после ГРП предлагается провести волновой акустический каротаж.

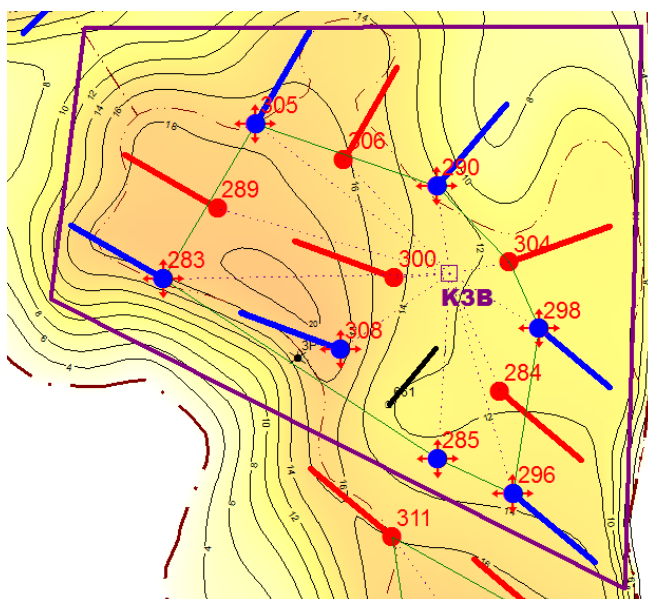


Рисунок 18 - Участок опытно-промышленных работ

Предлагается бурение горизонтальных скважин с различным направлением стволов относительно направления регионального стресса для оценки продуктивности скважин с продольными и поперечными трещинами относительно ствола скважины (рисунок 18).

По результатам волнового акустического каротажа и фактических данных по эксплуатации скважин в разных азимутах будет выбрано оптимальное направление горизонтальных стволов.

Предполагается, что трещины МГРП будут вовлекать в разработку оба продуктивных пласта, вне зависимости от того как именно будет пробурена скважина (рисунок 19), поэтому предлагается уменьшение объема проппанта закачиваемого в трещины ближе к забою, на скважинах №№ 290, 306 и 305, в связи с тем, что они располагаются в ВНЗ.

Снижение массы проппанта на первых трех стадиях в данных скважинах позволит изменить геометрию трещины что, либо предотвратит прорыв в водонасыщенный горизонт, либо уменьшит влияние подстилающей воды на обводненность скважины.

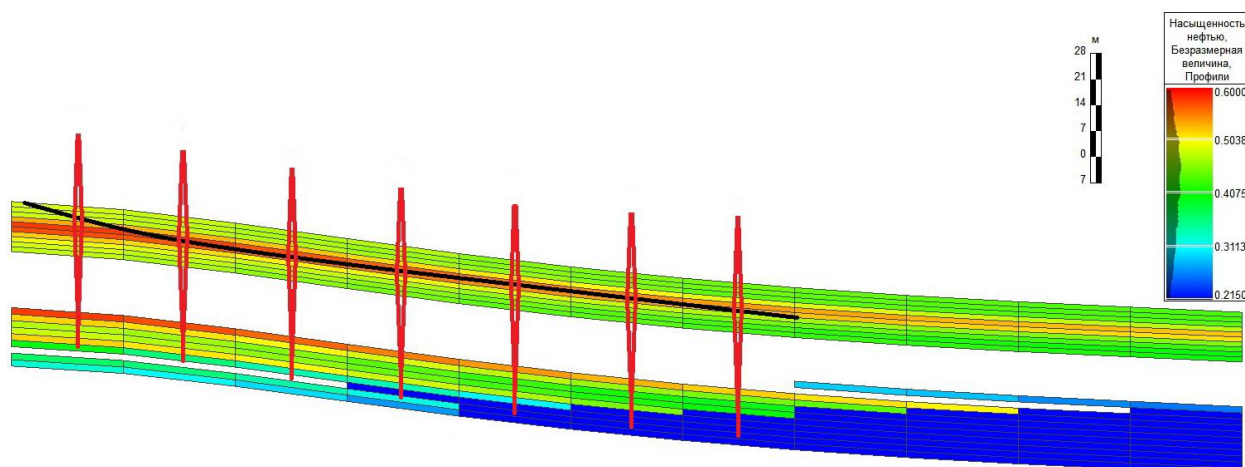


Рисунок 19 - Проводка горизонтального ствола скважины в ВНЗ в пласте Ю₁¹

При выявлении недостаточности снижения тоннажа ГРП для ограничения роста трещин возможно проведение опробования технологии J-FRAC (или аналогичной) на скважинах №№ 290, 306, 305. Данная технология предполагает размещение смеси J-FRAC между стадиями буфера и проппантными стадиями основной работы с маленькой концентрацией, затем закачивается запланированная работа ГРП. Смесь J-FRAC состоит из крупных и мелких частиц, назначение крупных частиц в смеси – создать механический мост на глинистых барьерах, а две более мелкие фракции частиц используются для устранения утечек через крупные. Без мелких частиц жидкость проходила бы сквозь крупные частицы и продолжала развивать трещину.

Технологические показатели по варианту представлены, в таблице 8.

Таблица 8 - Технологические показатели вариантов разработки X месторождения

Показатели	Месторождение в целом	
	Вариант 1	Вариант 2
Система разработки	пятиточечная	рядная
Вид воздействия	Заводнение	
Плотность сетки скважин, га/скв.	39,2	25,9
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т.	227,0	302,9
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т.	1235,8	927,0
Проектный срок разработки, годы	148	138
Накопл. добыча нефти за проек. период, тыс.т.	10178	14494
Накопл. добыча жидкости за проек. период, тыс.т.	84692	113496
Накопл. добыча газа за проек. период, млн.м ³	913	1301
КИН, доли ед.	0,147	0,210
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	146	172
в том числе: - добывающих (из них горизонтальных)	73 (69)	81 (77)
- нагнетательных (из них горизонтальных)	64 (63)	82 (81)
- водозаборных	7	7
- ликвидированных	2	2
Фонд скважин для бурения, всего	139	165
в том числе: - добывающих (из них горизонтальных)	68 (68)	76 (76)
- нагнетательных (из них горизонтальных)	64 (63)	82 (81)
- водозаборных	7	7

3. МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УВС И ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УВС ПЛАСТОВ

3.1 Анализ эффективности применяемых методов

Анализ применения ГРП

Всего на скважинах объединенного X месторождения операция ГРП проводилась на трех скважинах.

В феврале 2010 года на скважине №5Р был проведен ГРП по технологии J-Mix. По утвержденной программе планировалось закачать 50 тонн проппанта, из них 3 тонны смеси J-Mix, и 47 тонн, соответственно, керамического проппанта 12/18. Использование смеси J-Mix на линейном геле при мини-ГРП и первых стадиях основного ГРП должно было создать искусственный барьер для ограничения развития нижней части трещины в водоносном подстилающем пласте. По факту в пласт было закачено 40,5 тонн проппанта ввиду резкого роста поверхностного давления при достижении забойной концентрации проппанта 1000 кг/м^3 . Наиболее вероятной причиной преждевременной упаковки трещины могла послужить дополнительная утечка жидкости из-за прорыва трещины в нижний интервал с более высокими фильтрационно-емкостными свойствами. В этом случае искусственно созданная отсыпка нижней зоны смесью J-Mix не смогла выдержать роста трещины по высоте. Освоение скважины после ГРП проводилось электроцентробежным насосом, в итоге было получено увеличение дебитов нефти (с 1,0 до 4,2 т/сут) и жидкости (с 2,7 до $10,6 \text{ м}^3/\text{сут}$).

В феврале 2012 года в скважину №4 было закачено 40,2 тонн керамического проппанта (5 тонн 16/18 и 35,2 тонны, соответственно, 12/18). Целевым объектом для ГРП являлся пласт Ю_1^{3+4} . При проведении ГРП осложнений не получено. Профиль, а также параметры трещины, представлены на рисунке 20. Опробования скважины проводились как до, так и после ГРП, в итоге после ГРП был получен приток нефти 10 т/сут (изначально приток нефти получен не был), а дебит жидкости увеличился с $0,58 \text{ м}^3/\text{сут}$ до $30,0 \text{ м}^3/\text{сут}$. Скважина введена в эксплуатацию, за время освоения/вывода на режим отобрано 110 тонн нефти и 313 тонн жидкости.

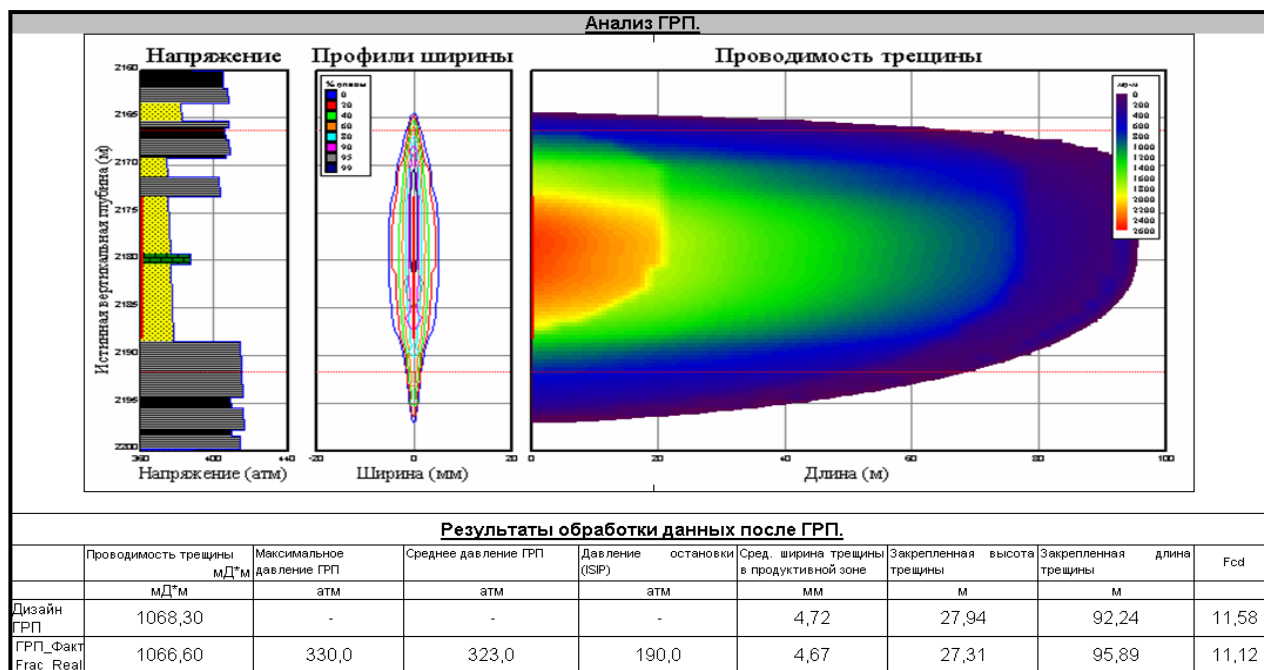


Рисунок 20 - Профиль трещины ГРП скважины №4Р

3.2 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

На X месторождении промышленная нефтеносность связана с пластами Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4}, оба пласта на момент написания анализа введены в разработку и имеют суммарную накопленную добычу нефти 300 тонн.

Разрабатывать объекты предполагается с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки сеноманской воды; пласты также рассматриваются в качестве объектов для применения МУН.

Гидравлический разрыв пласта

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора нефти, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями

разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

В результате ГРП кратно улучшается проницаемость и как следствие, повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Применение различных технологий ГРП на X месторождении оказалось эффективным с технологической точки зрения – в результате двух проведенных операций зафиксировано увеличение дебита: по скважине №5Р дебит нефти увеличился с 1,0 до 4,2 т/сут; по скважине №4Р до ГРП притока нефти получено не было, дебит нефти после ГРП составил 10,0 т/сут.

Бурение горизонтальных скважин

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение горизонтальных скважин [7]. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений.

Новые технологии, основанные на применении ГС, коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большей протяженности, значительно возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин.

Доказано, что разработка залежей углеводородов системами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционной:

- планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;
- происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления качественно нового эффекта «конусообразования» и снижения депрессии на пласт;
- значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт.

Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин позволяет:

- повысить коэффициент извлечения углеводородов из залежей;
- снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающих регионах;
- значительно повысить технико-экономические показатели разработки залежей углеводородов;
- вовлечь в разработку залежи с трудно извлекаемыми запасами углеводородов.

Горизонтальное бурение, как и любая новая технология довольно дорогостоящая (в среднем, горизонтальная скважина дороже наклонно-направленной в 1,5-2,5 раза). Но повышение продуктивности скважин и другие положительные аспекты разработки залежей углеводородов горизонтальными скважинами могут быть столь существенными, что экономическая эффективность значительно превысит затраты на строительство скважин.

Основной предпосылкой применению горизонтальных скважин на X месторождении является крайне низкая проницаемость продуктивных объектов, при которой наклонно-направленные скважины с ГРП характеризуются дебитами на грани рентабельности. В подобных условиях даже скважины с большой протяженностью горизонтальных участков могут характеризоваться не

значительным увеличением дебитов по сравнению с наклонно-направленными скважинами с ГРП. Максимальной эффективности в этом случае можно достичь, совместив воедино два метода увеличения нефтеотдачи – бурение горизонтальных стволов и проведение ГРП.

Ключевыми вопросами при проведении ГРП на ГС являются, во-первых, взаимная ориентация горизонтального ствола и направления максимальных напряжений (которое определяет направление распространения трещины) и, во-вторых, определение оптимального количества трещин и расстояния между ними (в этом случае речь идёт об интерференции между трещинами). Множество авторов указывают на теоретически более высокий дебит системы поперечных трещин. Объяснением этого является более «выгодный» режим фильтрации, включающий в себя две стадии линейного течения жидкости, а также дренирование системой трещин большей площади месторождения.

Однако, в случае планирования поперечного распространения трещин, на одно из первых мест выходит вопрос о возможности формирования системы трещин между нагнетательными и добывающими скважинами, что приводит к преждевременному обводнению продукции добывающих скважин за счёт прорыва фронта нагнетаемой воды.

Основными задачами проведения ГРП на горизонтальных скважинах являются:

- снятие скин-фактора;
- создание гидродинамического контакта горизонтального ствола со всеми продуктивными интервалами (пластами);
- интенсификация притока, изменение режима течения жидкости.

Существует три технологии проведения ГРП на горизонтальных скважинах:

- слепой ГРП если скважина уже пробурена со стандартной компоновкой с целевым хвостовиком;
- стандартная операция МГРП на скважинах с запланированным МГРП и спущенной заранее компоновкой;
- технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров.

В условиях X месторождения (при наличии двух пластов, характеризующихся значительной расчлененностью) более применима технология проведения на

скважине нескольких полноразмерных ГРП (технология 2), чем поинтервальная стимуляция (технология 3).

В ПТД 2013 года было запланировано бурение перпендикулярно и параллельно предполагаемому направлению распространению трещин ГРП. Большая часть исследований в Томской области показывает направление распространения трещин ГРП с Северо-Запада на Юго-Восток, но в связи с геологическими особенностями данного месторождения утверждать этого нельзя, в связи с чем предлагается оставить оба варианта бурения, а также провести исследования для уточнения направления трещин ГРП на данном месторождении.

3.3 Анализ изменения извлекаемых запасов

Сопоставление представляемых к утверждению извлекаемых запасов нефти и расчетных величин КИН по месторождению с утверждёнными ГКЗ Роснедра и стоящими на государственном балансе (категория запасов $A+B_1+B_2$) на 01.01.2017 г. (с учетом ПЗ 2017 г.) приведено в таблицах 9 и 10.

По результатам проектирования получено изменение извлекаемых запасов в сторону уменьшения балансовых запасов. В целом по месторождению извлекаемые запасы изменились в меньшую сторону на 14 % с 16951 тыс. т до 14494 тыс. т (за счёт сокращения геологических запасов по результатам ПЗ 2017 года). По месторождению расчетный КИН выше утвержденного ГКЗ на 0,010 д. ед. или на 5% за счёт увеличения плотности сетки скважин.

Таблица 9 - Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися 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 балансе			Рекомендуемые			Изменения КИН, +/-%	Комментарии (причины изменения)
				Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед. **	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТС ОПР X месторождения	ОАО "ТомскНИПИнефть", 19.09.2013 год	№ 18/694-пр от 26.10.2012 г. и № 18/714-пр от 24.11.2014 г	Ю ₁ ¹	0,654	0,306	0,200	0,571	0,368	0,210	+5%	Уплотнение сетки скважин
			Ю ₁ ^{му+3+4}	0,579	0,345	0,200	0,453	0,464	0,210	+5%	
			(Объект разработки Ю ₁)	0,632	0,316	0,200	0,502	0,418	0,210	+5%	

Таблица 10 - Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации (рентабельно и технологически обоснованных)

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				Комментарии (причины изменения)
				Извлекаемые запасы, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	КИНр, доли ед.	КИН, доли ед.	Извлекаемые запасы, тыс. т	Рентабельно извлекаемые запасы, тыс. т	КИНр, доли ед.	КИН, доли ед.	извлекаемых запасов, +/- тыс. т +/- %	КИНр, +/- %	Рент. извлекаемых запасов, +/- тыс. т +/- %	КИН, +/- %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ТС ОРП X месторождения	ОАО "ТомскНИПИнефть", 19.09.2013 год	№ 18/694-пр от 26.10.2012 г. и № 18/714-пр от 24.11.2014 г.	Ю ₁ ¹	11708	11708	0,200	0,200	5770	3612	0,131	0,210	-5938 / -51%	-0,069 / -34,5%	-8096 / -69%	+0,01 / +5%	Сокращение геологических запасов по результатам ИЗ 2017 г.
			Ю ₁ ^{му+3+4}	5243	5243	0,200	0,200	8724	5352	0,129	0,210	+3481 / +66%	-0,071 / -35,5%	+109 / +2%	+0,01 / +5%	
			(Объект разработки Ю ₁)	16951	16951	0,200	0,200	14494	8964	0,130	0,210	-2457 / -14%	-0,07 / -35%	-7987 / -47%	+0,01 / +5%	

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Расходы на капитальное строительство и эксплуатационные затраты при сравнении вариантов разработки X месторождения
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Налог на имущество предприятий 2,2% от стоимости основных фондов
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X месторождения
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Проведение анализ чувствительности проекта
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки X месторождения
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Структуры по различным видам экономической оценки разработки X месторождения	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Обоснование коэффициентов извлечения углеводородов

Экономическая оценка вариантов разработки X месторождения проведена с целью выбора наиболее эффективной системы разработки, обоснования максимально возможных коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов УВС, в том числе максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения и рентабельно извлекаемых запасов.

Технико-экономический анализ проектных решений разработки X месторождения проведен по двум вариантам разработки [8].

Вариант 1 (утвержденный) – площадная пятиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 1200 м.

Общий фонд скважин – 146, в т.ч. 73 добывающих (в т.ч. 69 горизонтальных) и 64 нагнетательных (в т.ч. 63 горизонтальных), 7 водозаборных и 2 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 139, в т.ч. 68 добывающих (в т.ч. 68 горизонтальных) и 64 нагнетательных (в т.ч. 63 горизонтальных) и 7 водозаборных.

Накопленная добыча нефти – 10 178 тыс. т.

Достижение КИН – 0,147 при Кохв. – 0,293, Квыт. – 0,502.

Плотность сетки скважин – 39,2 га.

Вариант 2 (рекомендуемый) – площадная рядная системой горизонтальных скважин с бурением преимущественно в зоны повышенных запасов с расстоянием между скважинами 1200 м.

Общий фонд скважин – 172, в т.ч. 81 добывающих (в т.ч. 77 горизонтальных) и 82 нагнетательных (в т.ч. 81 горизонтальных), 7 водозаборных и 2 ликвидированных.

Фонд скважин для бурения – 165, в т.ч. 76 добывающих (в т.ч. 76 горизонтальных) и 82 нагнетательных (в т.ч. 81 горизонтальных), и 7 водозаборных.

Накопленная добыча нефти – 14 494 тыс. т.

Достижение КИН – 0,210 при Кохв. – 0,418, Квыт. – 0,502.

Плотность сетки скважин – 25,9 га.

4.2 Технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемого варианта разработки X месторождения

Выбор варианта рекомендуемого для практической реализации основан на сопоставлении технико-экономических показателей вариантов разработки X месторождения и нахождении максимального интегрального показателя оптимальности, представленных в таблице 11 и на рисунке 21 [10].

Общим принципом определения рекомендуемого варианта разработки является расчет интегрального показателя оптимальности $Топт(i)$ для каждого i -го варианта разработки согласно ПТД:

$$Топт(i) = НКИН(i) + НNPV(i) + НДДГ(i); \quad (1)$$

$$НКИН(i) = ККИН(i) / \max (ККИН(1)...ККИН(n)); \quad (2)$$

$$НNPV(i) = NPV(i) / \max (NPV1...NPVn); \quad (3)$$

$$НДДГ(i) = ДДГ(i) / \max (ДДГ1...ДДГn); \quad (4)$$

где $Топт(i)$ – интегральный показатель оптимальности i -го варианта разработки ЭО;

$НКИН(i)$ – нормированный коэффициент извлечения нефти i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$НNPV(i)$ – нормированный ЧДД пользователя недр i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$НДДГ(i)$ – нормированный накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ККИН(i)$ – коэффициент извлечения нефти за рентабельный срок разработки для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ККИН(1)...ККИН(n)$ – коэффициенты извлечения нефти за рентабельный срок для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$NPV(i)$ – ЧДД пользователя недр для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$NPV1...NPVn$ – ЧДД пользователя недр для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ДДГ(i)$ – накопленный дисконтированный доход государства для i -го варианта разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

$ДДГ_1...ДДГ_n$ – накопленные дисконтированные доходы государства для вариантов разработки ЭО для категорий запасов $A+B_1+B_2$;

i – номер варианта разработки ЭО;

n – количество вариантов разработки ЭО.

Показатели ЧДД и ДДГ рассчитываются за рентабельный срок разработки. Рекомендуемый вариант разработки определяется, как вариант разработки с максимальным значением показателя $Topt(i)$.

Показатели экономической эффективности:

- внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях:
 - все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;
 - дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;
 - индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;
 - индекс доходности дисконтированных затрат (PIE) – определяется как отношение суммы дисконтированной выручки от реализации УВС к сумме дисконтированных текущих затрат, налогов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, а также капитальных затрат;
 - чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15 %;
 - дисконтированный доход государства (ДДГ) – накопленная сумма годовых налоговых отчислений, таможенных сборов, пошлин и прочих отчислений в бюджеты РФ различных уровней, рассчитанных с учетом ставки дисконтирования 15 %.
 - рентабельный срок разработки – часть проектного срока (начиная с первого проектного года) разработки ЭО (залежи, месторождения), в течение которого достигается максимальное положительное значение NPV пользователя недр.

Расчет Топт по вариантам показал наибольшую экономическую эффективность за рентабельный срок по варианту 2, который и рекомендуется к реализации.

Технико-экономические показатели по вариантам разработки X месторождения за проектный срок представлены в таблицах 11 и на рисунке 21.

Таблица 11 - Технико-экономические показатели за проектный срок разработки по вариантам 1 и 2

Показатели	Вар 1	Вар 2
Проектный срок разработки, лет	148	138
Рентабельный срок разработки, лет	1	49
Проектная добыча нефти, тыс. т		
- за рентабельный срок разработки	3	8 964
- за расчетный срок разработки	10 178	14 494
Проектная добыча газа, млн. м ³		
- за рентабельный срок разработки	0	804
- за расчетный срок разработки	913	1 301
КИН, доли ед.		
- за рентабельный срок разработки	0,00005	0,130
- за расчетный срок разработки	0,147	0,210
Капитальные вложения, млн. руб.	41 452	52 004
в том числе:		
-на бурение скважин	33 468	43 715
-расходы на ГРП	529	529
-на обустройство месторождения	5 943	5 819
-оборудование не входящее в сметы строек	1 413	1 843
-внешнее	98	98
- природоохранные мероприятия	0	0
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	137 259	174 670
в том числе:		
-текущие затраты	23 476	31 178
-затраты на проведение ГТМ	2	2
-отчисления и налоги в себестоимости	57 543	70 543
-транспортные расходы	14 525	20 684
-амортизация	41 713	52 263
Внереализационные расходы	1 066	1 073
Выручка от реализации продукции, млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	49	150 391
- за расчетный срок разработки	170 746	243 154

Продолжение таблицы 11 - Технико-экономические показатели за проектный срок разработки по вариантам 1 и 2

Прибыль после выплаты налогов, млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	-12	32 952

- за расчетный срок разработки	-1 844	20 677
Поток наличности, млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	4	33 191
- за расчетный срок разработки	5 772	25 644
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	17	12
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	---	16
Доход государства (налоги и платежи), млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	22	73 261
- за расчетный срок разработки	84 453	112 570
Коэффициент дисконтирования 15%		
Дисконтированный поток наличности, млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	4	292,4
- за расчетный срок разработки	-3 517	288,85
Индекс доходности дисконт. Затрат (PIE), доли ед.		
- за рентабельный срок разработки	1,08	1,01
- за расчетный срок разработки	0,80	1,01
Индекс доходности дисконтирован. инвестиций (PI), доли ед.		
- за рентабельный срок разработки	1,21	1,03
- за расчетный срок разработки	0,64	1,03
Срок окупаемости капитальных вложений, годы	не окуп.	22
Дисконтированный доход государства, млн. руб.		
- за рентабельный срок разработки	22	8 465
- за расчетный срок разработки	5 737	7 472
Интегральный показатель (Топт) доли ед.	0,015	2,905

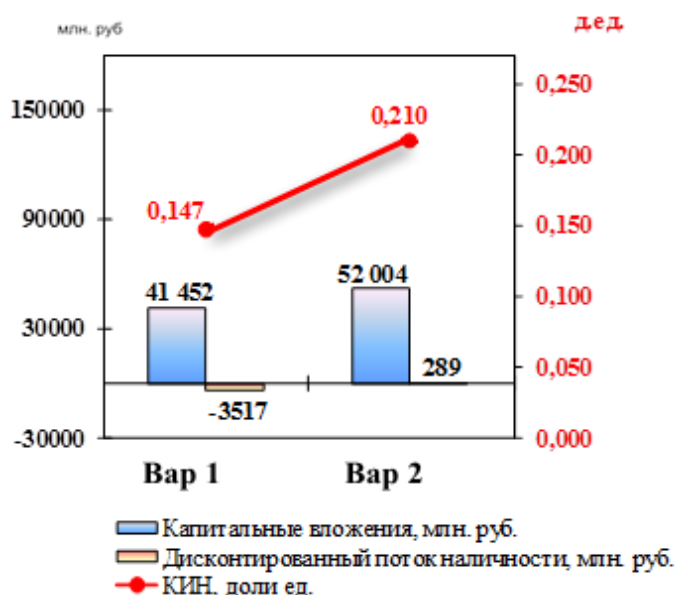


Рисунок 21 - Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки

При реализации рекомендуемого варианта разработки X месторождения, капитальные вложения в разработку за расчетный период составят 52 004 млн. руб., добыча нефти составит 14 494 тыс. т., КИН - 0,210 д. ед. За рентабельный срок разработки капитальные вложения составят 19 821 млн. руб., добыча нефти 8 964 тыс. т., КИН - 0,130 д.ед., дисконтированный (с дисконтом 15 %) доход недропользователя составит 292 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 8 465 млн. руб.

Расчеты капитальных вложений, прибыли от реализации, потоков наличности и отчислений государству по вариантам разработки X месторождения представлены в таблице 12, таблице 13 и на рисунках 22, 23.

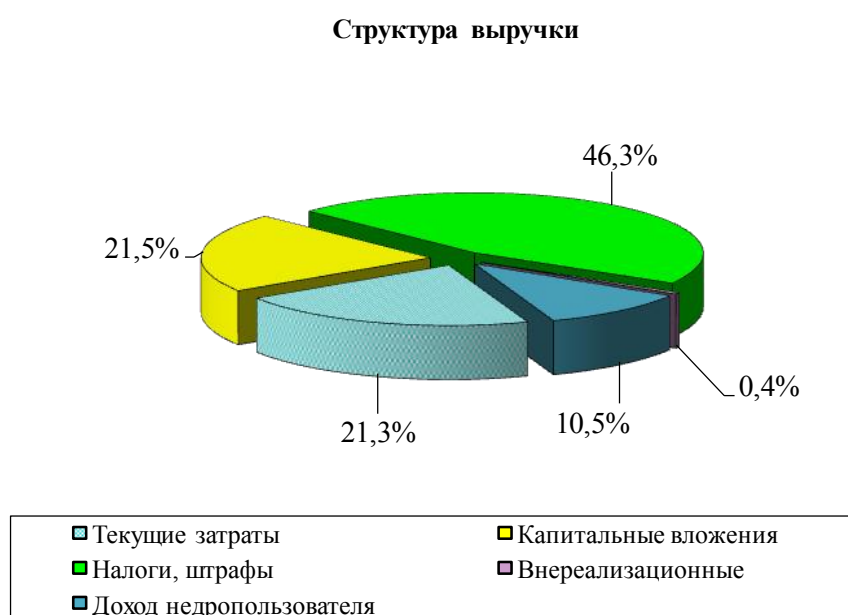


Рисунок 22 - Структура выручки по рекомендуемому варианту разработки

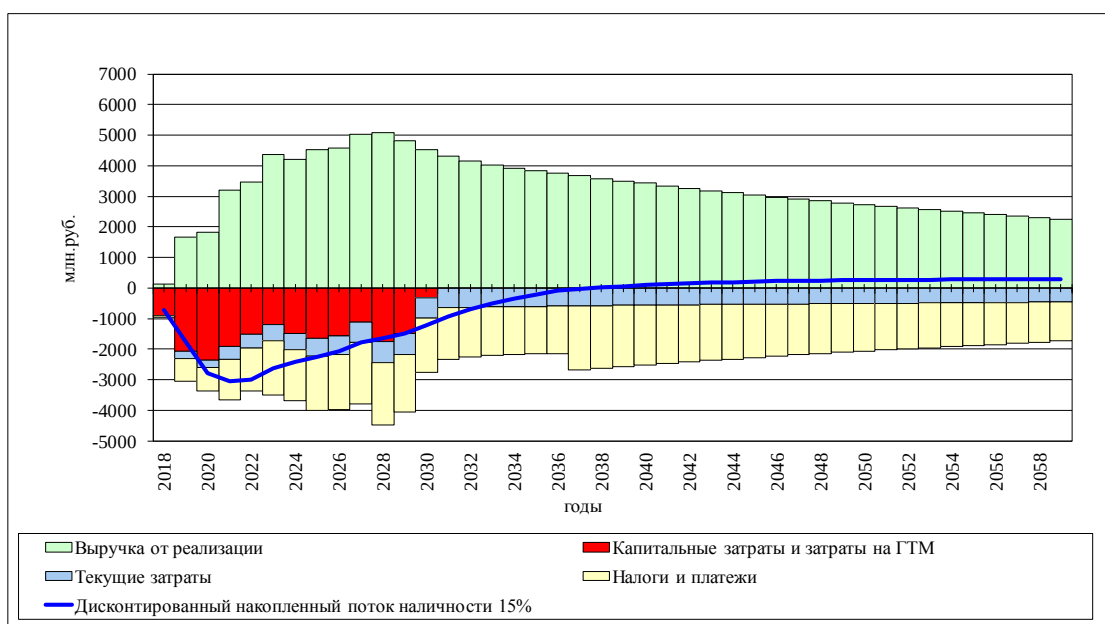


Рисунок 23 - Экономические показатели по рекомендуемому варианту разработки

Капитальные вложения на разработку X месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные в планируемых на 2019 г. ценах без учета НДС [11].

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из запланированной на 2019 г. стоимости 1 метра проходки и средней глубины скважины. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Затраты при бурении на месторождении, тыс. руб. (без НДС)

Бурение скважин/сопутствующие работы:	Стоимость 1 м., руб.	Глубина, м.	ИТОГО тыс. руб.
- наклонно-направленной (автономия)	15 386	2 500	38 465
- горизонтальной (автономия)	24 029	3 600	86 503
- водозаборной (автономия)	15 219	1 800	27 395
- воздушный флот (автономия)			7 512
- горизонтальной	17 587	3 600	63 312
- водозаборной	11 660	1 800	20 989
- пилотный ствол		400	5 881
- отбор керна		40	2 986
- ГРП на наклонно-направленной скв.			3 220
- МГРП на горизонтальных скв. (7 ст.)			8 898
- Вышкомонтажные работы (на куст) (автономия)			34 142
- Вышкомонтажные работы (на куст)			22 170
- Вышкомонтажные работы при уплотняющем бурении			13 271

Капитальные затраты определяются по следующим направлениям: геологоразведочные работы; бурение скважин; обустройство скважин и кустовых площадок; оборудование, не входящее в сметы строек; промышленное обустройство; внешняя инфраструктура.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования 1 424 тыс. руб. на 1 новую скважину и 84 тыс. руб. на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения в динамике по годам представлены в таблице 13. Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 24 и 25.

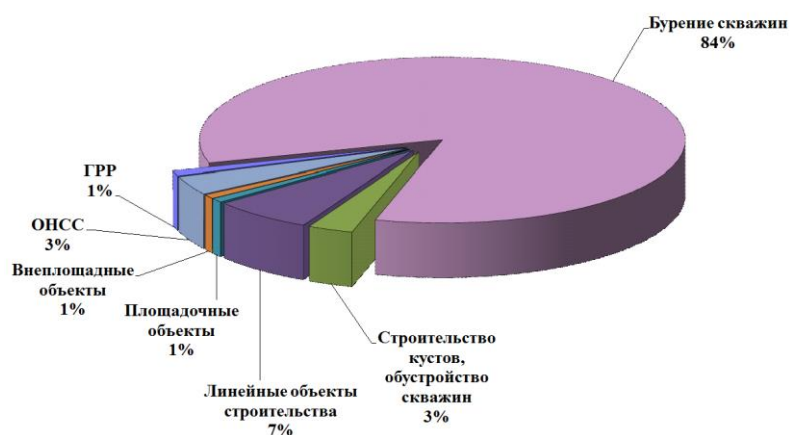


Рисунок 24 - Структура капитальных вложений

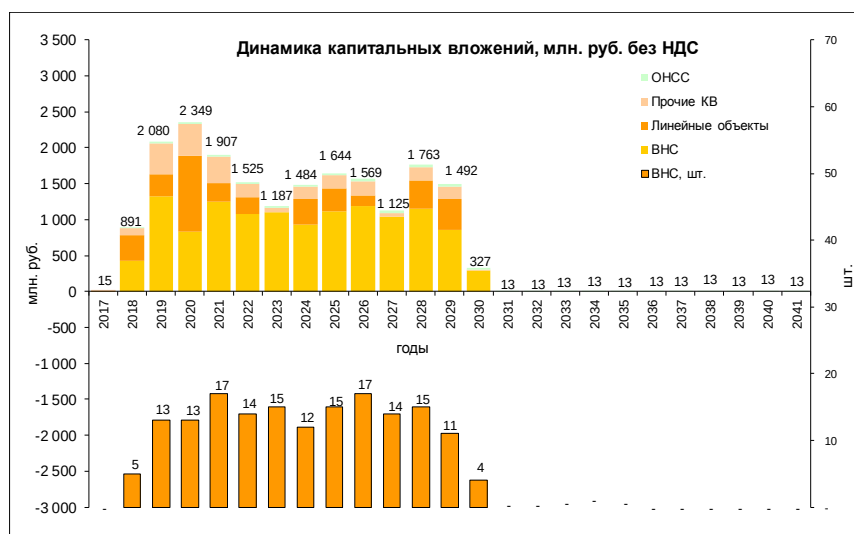


Рисунок 25 - Динамика капитальных вложений

Таблица 13 - Расчет капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2154
1. ГРП	529,1	-	11,0	253,5	263,3	1,3	-	-
1.1 Бурение	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2 СРР	529,1	-	11,0	253,5	263,3	1,3	-	-
2. Эксплуатационное бурение	43 715,0	-	425,4	1 323,6	835,3	1 249,4	1 078,8	38 802,5
2.1 Наклонно-направленные	38,5	-	38,5	-	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	1,0	-	1,0	-	-	-	-	-
2.2 Горизонтальные	41 996,4	-	299,5	1 099,3	683,3	1 098,2	954,2	37 861,8
кол-во скважин, шт.	157,0	-	3,0	12,0	10,0	17,0	14,0	101,0
2.3 Водозаборные	159,7	-	27,4	27,4	63,0	-	-	42,0
кол-во скважин, шт.	7,0	-	1,0	1,0	3,0	-	-	2,0
2.4 ГРП	1 520,4	-	60,0	196,9	89,0	151,3	124,6	898,7
кол-во, шт.	158,0	-	4,0	12,0	10,0	17,0	14,0	101,0
3. Промышленное строительство	5 916,6	15,0	447,6	483,3	1 230,1	628,5	421,4	2 690,7
3.1 Обустройство скважин	673,7	-	20,4	53,1	53,1	69,4	57,2	420,6
кол-во, шт.	165,0	-	5,0	13,0	13,0	17,0	14,0	103,0
3.2 Строительство кустов	889,8	-	63,6	63,6	127,1	-	127,1	508,5
кол-во, шт.	14,0	-	1,0	1,0	2,0	-	2,0	8,0
3.3 НСК	490,8	-	22,3	6,4	195,5	-	41,5	225,0
- новое строительство	490,8	-	22,3	6,4	195,5	-	41,5	225,0
протяженность, км.	61,5	-	2,8	0,8	24,5	-	5,2	28,2
3.4 Водоводы	320,1	-	-	-	52,5	-	42,3	225,3
- новое строительство	320,1	-	-	-	52,5	-	42,3	225,3
протяженность, км.	43,9	-	-	-	7,2	-	5,8	30,9
3.5 Нефтепроводы	452,6	10,4	265,3	176,9	-	-	-	-
- новое строительство	452,6	10,4	265,3	176,9	-	-	-	-
протяженность, км.	40,0	0,9	23,4	15,6	-	-	-	-
3.6 Автодороги	1 405,2	-	60,7	115,3	505,1	-	112,7	611,4
протяженность, км.	81,0	-	2,8	21,5	23,3	-	5,2	28,2
3.7 ВЛ-6	356,2	-	15,3	4,4	39,3	-	31,6	265,6
протяженность, км.	130,6	-	5,6	1,6	14,4	-	11,6	97,4
3.8 ВЛ-35	487,2	-	-	-	173,0	173,0	-	141,2
протяженность, км.	69,0	-	-	-	24,5	24,5	-	20,0

Продолжение таблицы 13 - Расчет капитальных вложений, млн. руб.

3.9 Площадные объекты	425,7	-	-	-	-	301,6	-	124,1
- МФНС	425,7	-	-	-	-	301,6	-	124,1
3.10 Объекты энергетического хозяйства	347,1	-	-	-	84,5	84,5	8,9	169,1
- площадка под ДЭС	8,9	-	-	-	-	-	8,9	-
- ПС 35/6	338,1	-	-	-	84,5	84,5	-	169,1
3.11 Внеплощадные объекты	68,2	4,5	-	63,7	-	-	-	-
4. ОНСС	1 843,5	-	7,3	19,8	20,7	27,6	24,7	1 743,4

4.3 Анализ чувствительности

Для оценки влияния неточности прогнозирования основных параметров проекта на показатели эффективности за проектный срок, была рассчитана чувствительность проекта к изменению таких факторов, как: цена реализации нефти, объем добычи нефти, эксплуатационные затраты на добычу нефти и капитальные вложения [9].

Исследование степени устойчивости проекта к изменению возмущающих факторов проведено на базе рекомендуемого варианта разработки X месторождения, сводные результаты, которых представлены в таблице 14 и на рисунке 26.

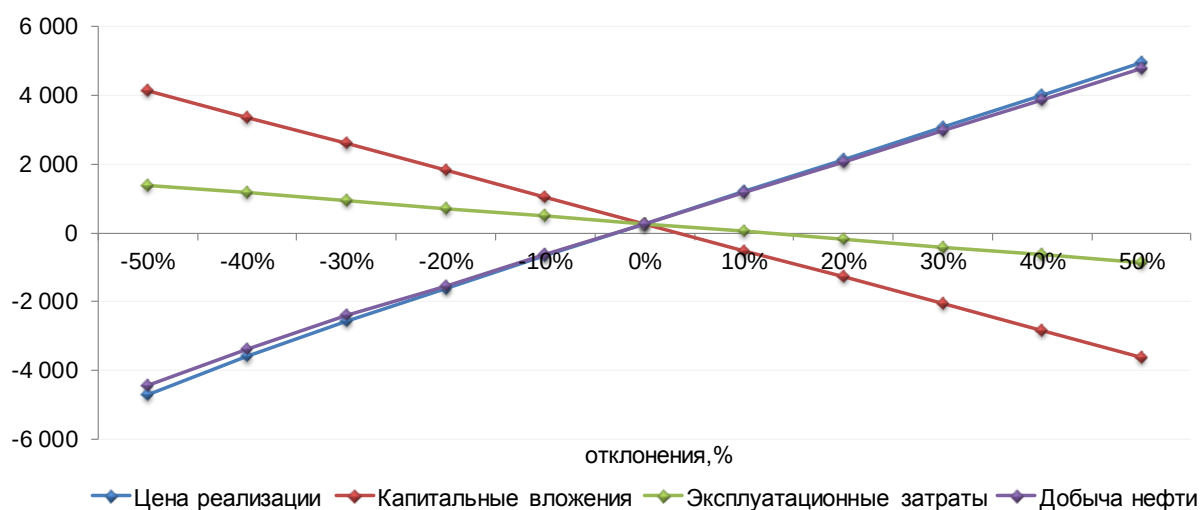


Рисунок 26 - Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Таблица 14 - Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Экономические показатели:	Цена продукции				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	1	1	49	49	49
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,00005	0,00005	0,130	0,130	0,130
NPV15%, млн. руб., в том числе:	-3 567	-1 595	289	2 172	4 056
за рентабельный срок	-8	-2	292	2 175	4 057
Индекс прибыльности, доли ед.	0,60	0,82	1,03	1,25	1,46
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	21,60	13,05	9,36
IRR, %	-	9,85	15,97	22,64	30,01
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	4 876	6 629	8 472	10 314	12 156
Экономические показатели:	Капитальные вложения				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	49	49	49	1	1
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,130	0,130	0,130	0,00005	0,00005
NPV15%, млн. руб., в том числе:	3 396	1 843	289	-1 265	-2 819
за рентабельный срок	3 397	1 845	292	1	-2
Индекс прибыльности, доли ед.	1,62	1,26	1,03	0,88	0,77
Срок окупаемости, лет	7,91	12,66	21,60	не окуп.	не окуп.
IRR, %	35,50	22,99	15,97	11,56	8,50
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	8 680	8 576	8 472	8 368	8 264
Экономические показатели:	Эксплуатационные затраты				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	49	49	49	1	1
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,130	0,130	0,130	0,00005	0,00005
NPV15%, млн. руб., в том числе:	1 194	741	289	-164	-616
за рентабельный срок	1 196	744	292	2	1
Индекс прибыльности, доли ед.	1,14	1,08	1,03	0,98	0,93
Срок окупаемости, лет	15,77	17,67	21,60	не окуп.	не окуп.

Продолжение таблицы 14 - Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

IRR, %	19,02	17,49	15,97	14,45	12,93
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	8 695	8 583	8 472	8 360	8 248
Экономические показатели:	Добыча нефти				
	-40%	-20%	0%	20%	40%
Рентабельный срок разработки, лет	1	1	49	49	49
Добыча нефти (КИН) за рентабельный период, доли ед.	0,00003	0,00004	0,130	0,156	0,182
NPV15%, млн. руб., в том числе:	-3 371	-1 516	289	2 100	3 925
за рентабельный срок	-7	-2	292	2 102	3 925
Индекс прибыльности, доли ед.	0,62	0,83	1,03	1,24	1,44
Срок окупаемости, лет	не окуп.	не окуп.	21,60	13,22	9,59
IRR, %	-	10,09	15,97	22,35	29,33
Доход государства с дисконтом 15%, млн. руб.	4 878	6 650	8 472	10 287	12 089

Оценка риска падения цены на нефть, добычи нефти или увеличения капитальных вложений и эксплуатационных затрат проводилась для возможных колебаний значений в диапазоне ± 40 %. Так, при падении добычи нефти на 3 % или цены реализации на 3 %, либо при увеличении капитальных вложений на 4 % или росте эксплуатационных затрат на 13 %, разработка X месторождения становится нерентабельной.

Разработка X месторождения обладает высокой чувствительностью к изменениям внешних факторов, проект характеризуется положительной экономической эффективностью.

Анализ чувствительности изменения ЧДД, ДДГ и рентабельно извлекаемых запасов к изменению цены реализации, капитальных и текущих затрат представлен в таблице 14.

Выводы:

– Экономическая оценка выбора наиболее эффективной системы разработки X месторождения проводилась по двум вариантам разработки. По совокупности

технико-экономических показателей в качестве рекомендуемого был выбран вариант 2;

– ТСП X месторождения характеризуется положительной экономической эффективностью. Реализация проекта позволит достичь следующих технико-экономических показателей за рентабельный срок 49 лет: добыть 8 964 тыс. т нефти, обеспечить недропользователю дисконтированный доход 292 млн. руб., пополнить бюджет государства дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 8 465 млн. руб.;

– Анализ чувствительности показал низкую устойчивость проекта к изменению внешних факторов.

4.4 Анализ расчетных величин коэффициентов извлечения УВС

Коэффициенты извлечения УВС (КИН) определены по результатам расчётов вариантов на гидродинамических моделях объектов. В данной работе для X месторождения рассмотрено 2 прогнозных варианта. Полученные технологические значения КИН были рассчитаны до достижения предельной обводненности скважин (98 %). Минимальная величина КИН достигается в 1 варианте – 0,147, рекомендуемый вариант 2 отличается по конечной нефтеотдаче – 0,210.

Технико-экономический анализ всех расчетных вариантов выполнен при условии сбыта 50 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 50 % на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы. По экономической оценке срок рентабельной разработки по вариантам составляет: вариант 1 – 1 год, вариант 2 – 49 лет. Из двух вариантов только второй вариант имеют положительную экономическую эффективность проекта.

Из сопоставления экономических показателей также следует, что наибольшая величина чистого дисконтированного дохода и наибольшая отдача вложенных средств достигается в результате реализации второго технологического варианта. Разработка месторождения по варианту 2 обеспечивает и высокие поступления в бюджет государства. Поэтому в качестве рекомендуемого предлагается вариант 2. Основные результаты расчетов для коэффициентов охвата по вариантам разработки и конечных значений КИН приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Сопоставление коэффициентов извлечения нефти по вариантам разработки

Эксплуатационный объект разработки	Вариант разработки	Расчетные величины		
		Коэф.вытеснения	Коэф. охвата	КИН
1	2	3	4	5
Месторождение (объект Ю ₁)	1	0,502	0,293	0,147
	2	0,502	0,418	0,210

4.5 Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

Для X месторождения, рекомендуемые извлекаемые запасы и коэффициенты извлечения получены по результатам сравнительного технико-экономического анализа двух вариантов разработки. Сравнительный анализ эффективности вариантов разработки X месторождения свидетельствуют о преимуществе основных показателей эффективности варианта 2, в котором предусматривается бурение горизонтальных скважин в зонах повышенных запасов с проведением МГРП. Достигнутые для этого варианта за проектный срок значения коэффициента нефтеизвлечения и накопленных отборов нефти приняты за рекомендуемые извлекаемые запасы.

В таблице 16 приведено сопоставление полученных значений коэффициентов нефтеизвлечения и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа по X месторождению.

Таблица 16 - Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворенного газа, коэффициентов извлечения нефти

Эксплуатационный объект разработки	Вариант разработки	Геологические запасы			Кэф. извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы	
		нефти, тыс. т	растворенного газа, млн. м ³	ценных компонентов		нефти, тыс. т	Раствор. газа, млн. м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
Местор-ие (объект Ю ₁)	1	69033	6195	-	0,147	10178	913
	2	69033	6195	-	0,210	14494	1301

4.6 Система налогов и платежей

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 17 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета [11].

Таблица 17 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	Расчетная ставка: Нефть 2019 г. – 4 096 руб. за тонну; с 2020 г. – 3 668 руб. за тонну. Налоговая ставка 919 – с 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя D_M, характеризующего особенности добычи нефти. $K_{Ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_M = K_{НДПИ} * K_{Ц} * (1 - K_B * K_3 * K_d * K_{ДВ} * K_{КАН}) - K_K$, где $K_{НДПИ}$ равно 559 – с 1 января 2016 г. K_K равно 428 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 0 – с 1 января 2020 г. $K_B = 3,8 - 3,5 * N/V$, где

Продолжение таблицы 17 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

1	2
	N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января 2019 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2019 года.. В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент K_B принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3; В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (C_{B3}) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент K_3 рассчитывается по формуле: $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$ Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается: 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{(-3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{(-3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; 4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3.

Продолжение таблицы 17 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

1	2
	Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1. Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ $N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; $V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_v принимается равным 0,3; Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент $K_{кан}$ принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.

Продолжение таблицы 17 - Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

1	2
2. Страховые взносы	Всего 2019 гг. – 30 %. С 2020 г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2019 гг. – 22 %, с 2020 г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 876 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2016 год по X месторождению и составляют 7,9 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Экспортная пошлина	С 2019г. – 6 718 руб. за тонну
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4В	Грачеву Александру Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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)	Рабочее место располагается в производственных помещениях. На рабочем месте располагаются электрические приборы, трансформаторы, технологическое оборудование для обеспечения технологического процесса буровых работ.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства: – рабочая смена 12 часов. Контроль над работой оборудования проходит в две смены. – правильная компоновка рабочих мест.
2. 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); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Вредные факторы: – повышенный уровень шума; – пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны; – возможность получения электротравм; Индивидуальные средства защиты: – беруши при высоком уровне шума; – применение спецодежды;

3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: – движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; – электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; Средства защиты: проведения инструктажа, применение спецодежды Электробезопасность: Удар током при коротком замыкании. Для защиты используют заземление и предметы, не проводящие эл. ток. Пожаровзрывобезопасность. Причинами возгорания могут быть: неправильно использованные нагревательные приборы, курение в запрещенных местах. Профилактические мероприятия: – курить нужно в строго отведенном месте. – технологические помещения должны быть оборудованы первичными средствами пожаротушения (огнетушитель).
4. Охрана окружающей среды: – 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.	Анализ воздействия объекта на атмосферу: – загрязнение атмосферного воздуха на территории X месторождения установками, производящими тепловую и электрическую энергию; Анализ воздействия объекта на гидросферу: –загрязнение поверхностного стока сточными водами и нефтепродуктами; -поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды.
5. Защита в чрезвычайных ситуациях: – 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	Перечень возможных ЧС на объекте: – возникновение пожаров; – взрывы на технологических сооружениях; – аварийные разливы нефти и нефтепродуктов и др.; Меры предупреждения ЧС: – проверка знаний техники безопасности у персонала; – оснащение производственного объекта охранной и пожарной

	сигнализацией. Меры по ликвидации ЧС: – незамедлительное оповещение о ЧС; – вызов специализированной бригады.
Перечень графического материала:	

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
3-2Б4В	Грачев Александр Викторович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры микроклимата, шума, вибрации, уровни искусственной освещенности и содержание вредных веществ на рабочем месте соответствуют СП 2.2.1.1312-03 п.п. 2.4, 2.5 [13], СП 2.2.2.1327-03 п. 2.8 [14] и СНиП 23-05-95 [15].

Производительность труда, точное и полное выполнение рабочими производственных операций в значительной степени зависят от режима труда и отдыха. Он отражается в регламентированном графике выхода на работу рабочих. Он должен учитывать установленную законом продолжительность рабочего времени за учетный период, соответствовать режиму производственного процесса, особенностям производства, предусматривать закрепление оборудования в течение длительного времени за определенным работником (смена бригады), нормальную передачу смен и т.д. Режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ [16].

При бурении скважин, места приложения труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение

вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Удлинение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ [16]. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ [16] для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования "Методических рекомендаций по внедрению вахтового метода организации строительства [17]" и учитывает переработку рабочего времени.

Таблица 18 - График сменности с месячным учетным периодом при непрерывном процессе производства с двухсменной организацией работы

Дни недели	Количество отработанного времени, час., включая переработку и отгулы за месячный учетный период				
	Недели месяца				
	1	2	3	4	5
Понедельник	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	0(8)	0(8)
Вторник	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	0(8)	0(8)	0(8)
Среда	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	0(8)	0(8)	
Четверг	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	0(8)	0(8)	
Пятница	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	0(8)	0(8)	
Суббота	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	В	В	
Воскресенье	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	12 ч 00 мин. 12 ч 00 мин.	В	В	
Отработано, ч за две смены	168	168	24		
за одну смену	84	84	12		
Переработано, ч за одну смену	44	44	4		
Отгулы, ч			32	40	16

Примечания

1. В числителе приводится количество часов, отработанных в первую смену, в знаменателе – во вторую смену.
2. Переход из первой смены во вторую проводится в последний рабочий день бригады, отбывающей на отдых.
3. Рабочее время каждого работника за учетный период 180 ч.
4. Переработка по графику - 92 ч.
5. Отгулы - 88 ч.
6. В - выходные дни.
7. 0(8) - дни отгулов.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за

день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ [18].

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха (см. таблица 19).

Таблица 19 - Режим труда и отдыха

Характеристика работы	Продолжительность и распределение перерывов	Содержание отдыха
1	2	3
Работы, связанные с незначительными физическими усилиями, умеренным нервным напряжением	Два перерыва по 5 мин. в течение смены: через 2 ч после начала работы и за 1,5 ч до ее окончания	Производственная гимнастика два раза в день по 5 мин.
Работы, связанные со средними физическими усилиями или средним нервным напряжением	Два перерыва по 10 мин. в течение смены: через 2 ч после начала работы и за 1,5 ч до ее окончания	Производственная гимнастика два раза в день по 5 мин.

5.2 Производственная безопасность

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [18] и должны обеспечить выполнение требований ПБ 07-601-03 «Правила охраны недр» (с изм. от 30.06.2009 г.) [19] по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами - лиц, имеющих соответствующее специальное образование;
- обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты - в соответствии с требованиями ТК РФ [16], работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства;
- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам.

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Шумы

Источниками шума на технологических площадках и производственных помещениях является различное технологическое оборудование. Уровень производственного шума не должен превышать 50 дБ [ГОСТ 12.1.003-83] [20].

Таблица 20 – Параметры шума на технологических сооружениях

Рабочая зона/физический фактор	Вышечно-лебедочный блок	Насосный блок	Емкостной блок	Мостки и технологическая площадка
1	2	3	4	5
Шум, дБ	60	80	80	60
Вибрация, дБ виброускорение виброскорость	100-92	126/112	126/112	83/75

Вибрация

Это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин, насосов, промышленных вентиляторов др. Вибрация не должна превышать 92 ДБ [ГОСТ 12.1.003-88] [20].

Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Влияние температуры окружающей среды на человека обусловлено наличием функциональных систем терморегуляции организма, постоянным тепловым обменом организма с окружающей средой.

При выполнении работ при низких температурах на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях основным опасным производственным фактором, который может привести к несчастным случаям, является обморожение от воздействия низкой температуры.

Электробезопасность

По степени опасности все помещения и площадки установки относятся к помещениям повышенной опасности, потому что имеется повышенная влажность (длительное время относительная влажность воздуха больше 80%),

токопроводящих полов [ПОТ РМ 016-2001, РД 153-34,0-03,150-00] [21], температуры до 50° С. Поэтому все оборудование, механизмы имеющие электропривод выбираются во взрывозащищенном исполнении.

Движущиеся машины и механизмы

Возможность получения механических травм при нарушении правил техники безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате ДТП.

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Буровые работы; 2. Работы по восстановлению скважин; 3.Обеспечение бесперебойной работы энергетического хозяйства; 4.Обслуживание технологического оборудования.	1.Повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. Повышенная вибрация; 3.Пониженная температура поверхностей оборудования, материалов, рабочей зоны.	1. Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; 2. Электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;	СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве» [22]; СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» [23]; ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз» [24].

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

Защита от шума и вибрации в рабочих зонах

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [20] и ГОСТ 12.1.012-2004 [25] по ограничению действующих уровней

шума и вибрации буровая установка оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации.

Для звукоизоляции двигателей автомашин целесообразно применять защитные кожухи и капоты с многослойными покрытиями, применением резины, поролона и т.п. За счет применения изоляционных покрытий и приклейки виброизолирующих матов и войлока шум можно снизить на 5 дБ. Для изоляции локальных источников шума следует использовать противозумные экраны, завесы, палатки. Помещение компрессора в звукопоглощающей палатке снижает шум на 20 дБ.

Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний проектом предусмотрены средства индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. При высоком уровне шума необходимо использовать беруши или наушники. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована СанПиН 2.2.3.1384-03 "Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ" [26]. Рабочие, руководители, специалисты и служащие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с ГОСТ 12.4.011-89 [27] и приказом № 477 от 16.07.07 Министерства здравоохранения и соц. Развития [28], согласно типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты.

Защита от электротравм

Для работы с электросиловыми установками применяются диэлектрические перчатки по ТУ 08-106.359-79, боты по ГОСТ 13.385-78, оборудование и инструмент, соответствующие требованиям электробезопасности. Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании и на теле человека предусматривается отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением. Заземляющее устройство для защиты от опасных проявлений зарядов статического электричества объединено с устройством защитного заземления электрооборудования и молниезащиты.

Защита от пониженных температур

Все работы на производстве проводятся в специальных защитных средствах, предусмотренных по ГОСТ 12.4.011–89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [27].

5.4 Экологическая безопасность

Охрана атмосферного воздуха:

Основная деятельность, планируемая на X месторождении – добыча и транспортировка нефти и газа.

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации X месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами ПКН–2С, работающая в период бурения новых скважин;
- котельная ППУ (работает в период освоения скважин и в период бурения при зарезки бокового ствола);
- дизельная электростанция АСДА-100 (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- дизельная электростанция - ДЭ104 СЗ (работает в период монтажа и демонтажа при строительстве скважин и при зарезки бокового ствола);
- дизельный подъемный агрегат «Cardwell» (работает в период освоения, бурения, монтажа и демонтажа при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементировочный агрегат ЦА-320 (работает в период освоения и бурения скважин);
- СМН-20 (работает в период бурения скважин);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, оксид серы, сажа, бенз(а)пирен, формальдегид, сернистый ангидрид, взвешенные вещества, акролеин.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории X месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

Охрана водной среды:

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

- разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей;
- поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов;
- поступление загрязняющих веществ с площади водосбора;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате их перетоков по затрубному пространству в случае некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01 [29], утверждённым Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 16 июля 2001 года, введённым в действие с 1 октября 2001 года.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при разработке месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- безамбарный способ бурения с существующих кустовых площадок
 - утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов;

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие разработки месторождения на поверхностные и подземные воды.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта:

Основными ЧС на X месторождении могут быть:

- возникновение пожаров;
- аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;
- взрывы на технологических сооружениях;
- аварии с выбросом химически опасных веществ;
- аварии на электроэнергетических системах;
- аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения;
- аварии на очистных сооружениях;
- террористические акты, войны, локальные и региональные военные конфликты;
- опасные природные процессы и явления, такие как инфекционные заболевания персонала и эпидемии, землетрясения, подтопление территории, ураганы, природные пожары, эрозия почвы, силы морозного пучения и иные процессы и явления, оказывающие негативные и разрушительные воздействия на

здания и сооружения.

Наиболее типичными ЧС на Х месторождении могут являться аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Меры по предупреждению ЧС на объекте:

Пожарная безопасность объекта обеспечивается рядом противопожарных мероприятий, предусмотренных в соответствии с требованиями правил.

Ответственность за состояние пожарной безопасности объекта несет начальник промысла или исполняющий его обязанности. Начальник предприятия должен разработать и согласовать с местной пожарной охраной инструкции о мерах пожарной безопасности для всего предприятия в целом.

На каждом сооружении объекта на видном месте должна быть вывешена табличка с указанием ответственного за пожарную безопасность. На предприятии должен быть составлен перечень отдельных установок и помещений с определением категорий производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности. На входных дверях производственных помещений и на щитах наружных установок и резервуарном парке должны быть нанесены надписи, обозначающие категории по взрывопожарной и пожарной опасности и классы взрывоопасных зон.

Приказом начальника должны быть установлены порядок и сроки, по которым рабочие, служащие обязаны пройти противопожарный инструктаж и занятия по пожарно-техническому минимуму.

Въезд на территорию предприятия должен осуществляться по специальному пропуску. Перед въездом на территорию должна быть вывешена схема организации движения по территории и указана максимальная скорость движения транспорта. Маршруты движения въезжающего и выезжающего транспорта не должны пересекаться. Площадки должны быть хорошо освещены. Кроме рабочего освещения предусматривается аварийное.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели типа БИЯ-2С (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации.

Важнейшим мероприятием, способствующим предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами, является своевременное обнаружение источников утечек горючих веществ. Для этого

организуется постоянный контроль, который осуществляется переносными и автоматическими системами обнаружения пожаров и контроля воздуха рабочей зоны на содержание горючих газов и паров ЛВЖ.

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий:

Получив сигнал об аварии, Ответственный руководитель прибывает на место аварии и создает оперативный штаб. Ответственный руководитель должен немедленно известить о ЧС должностных лиц, ведомства и организации, согласно списку, организовать и начать работу по спасению людей и локализации аварийной ситуации в соответствии с мероприятиями ПЛА и создавшейся обстановкой.

Действия операторов при аварийных ситуациях регламентированы соответствующими инструкциями, а также планом ликвидации аварий и планом ликвидации аварийных проливов нефтепродуктов.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения:

- водяное;
- пенное;
- порошковое.

Вывод:

В работе рассмотрены правовые и организационные вопросы безопасности рабочего персонала, согласно трудового кодекса РФ. Проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, с указанием мер по снижению их воздействия.

Отдельным параграфом рассмотрена - экологическая безопасность проектируемого объекта, с указанием источников загрязнения и действий для минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с действующей «Классификацией запасов» X месторождение по величине извлекаемых запасов относится к группе средних, по сложности геологического строения - к группе сложных.

Промышленная нефтеносность описываемого месторождения связана с пластами, Ю₁¹ и Ю₁^{МУ+3+4}.

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 17 разведочных и одна добывающая скважина.

Запасы категории В₂ составляют 68 % от общих геологических запасов нефти месторождения.

На данный момент накопленная добыча нефти по месторождению составляет 0,3 тыс. т, остаточные извлекаемые запасы нефти – 14494 тыс. т.

Расчеты технологических показателей разработки выполнены по двум вариантам для объектов разработки.

В качестве рекомендуемого, предлагается вариант №2, предусматривающий бурение по рядной системе горизонтальными скважинами с МГРП преимущественно в зоны рентабельных запасов. Реализация данного варианта позволит достигнуть КИНа по объекту Ю₁ равного 0,210 д.ед.

Экономическая оценка выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством. На X месторождении проницаемость ниже 2 мД, в соответствии со ст. 342.2 НК РФ при исчислении НДПИ учитывается льгота по трудноизвлекаемым запасам с понижающим коэффициентом Кд равным 0,2.

Разработана программа доразведки и исследовательских работ, направленная на устранение неопределенностей в геологическом строении и физико-химических свойствах пластов месторождения.

Оценка общих перспектив месторождения.

Основные перспективы разработки месторождения связаны с кустовым бурением. Ввиду низкой изученности пластов, первоочередная задача – доизучение данных залежей, подбор оптимальной технологии в сложных геологических условиях разработки месторождения.

Основные цели для достижения представляемого КИН направлены на улучшение текущего состояния разработки, а также увеличения коэффициента охвата:

- вовлечение в разработку неразбуренных участков залежей;
- для повышения эффективности системы ППД рекомендуется проведение исследований по определению давления автоГРП;
- для возможной корректировки направления стволов ГС требуются исследования по определению направления трещин ГРП;
- формирование системы ППД с целью вытеснения нефти.

Качественное выполнение вышеперечисленных мероприятий, а также своевременный контроль за разработкой месторождения позволит повысить эффективность разработки месторождения и достичь предлагаемого коэффициента нефтеотдачи.

Список использованных источников

1. Подсчет запасов УВ Х нефтяного месторождения. Отв. исполнитель Федоров Б.А., Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть», 2017.
2. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. И.Т. Мищенко, Скважинная добыча нефти, 2003, стр. 574-581
4. Методическими указаниями ПАО «НК «Роснефть» «Требования к составлению раздела проектных технологических документов по выбору способа добычи нефти с использованием шаблона применения технологий»
5. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е., Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган, изд. «Зауралье», 2015 – 268с.
6. Fracturing horizontal transverse, horizontal longitudinal and vertical wells: Criteria for decision. SPE-137328-MS. Michael John Economides, Matteo Marongiu, 2010.
7. С. Кудря, Проведение МГРП на скважинах ОАО «Самотлорнефтегаз», техническая конференция SPE «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП», Самара 17-19 сентября 2014г.
8. Отчет НИР «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Х месторождения в 2013 г. (протокол ЦКР № 5662 от 19.09.2013 г.), г. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть».
9. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник — Москва: Академия, 2014.
10. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.
11. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Москва. Экономика. 2000 г.
12. «Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» Минприроды России. 18.05.2016 г, № 12-р, г. Москва, 2016 г.
13. СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий». Минздрав России – М.: 2003. – 39 с.

14. СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту». Минздрав России – М.: 2003. – 39 с.
15. СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение». Изд-во – Гос. предпр. Центр проектной продукции массового применения – М.: 2008. – 53 с.
16. «Трудовой кодекс Российской Федерации». Федеральный закон № 197-ФЗ от 30 декабря 2001 года. ДЕАН Издательство – М.: 2014. – 399 с.
17. Методических рекомендаций по внедрению вахтового метода организации строительства, Стройиздат – М.: 1984. – 46 с.
18. ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016). М.: 1992. – 47 с.
19. Постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 г. № 71 «об утверждении «Правил охраны недр». М.: 2003. – 27 с.
20. ГОСТ 12.1.003-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением №1)». ИПК Издательство стандартов – М.: 1984. – 13 с.
21. ПОТ РМ 016-2001, РД 153-34,0-03,150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями)» НЦ ЭНАС – М.: 2007. – 180 с.
22. СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство» М.: 2014. – 42 с.
23. СНиП 23-03-2003 «Защита от шума» М.: 2004. – 37 с.
24. ПБ 09-560-03 «Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов» М.: 2003. – 63 с.
25. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования» Стандартинформ – М.: 2010. – 20 с.
26. СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ» Минздрав России – М.: 2003. – 57 с.
27. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» ИПК Издательство стандартов – М.: 1996. – 8 с.
28. Приказ № 477 от 16.07.07 Министерства здравоохранения и соц. Развития РФ «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи сертифицированных

специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на строительных, строительно-монтажных и ремонтно-строительных работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением». М.: 2007. – 46 с.

29. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01, Информационно-издательский центр Минздрава России – М.: 2001. – 14 с.