

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.245:622.323(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Матвеев Алексей Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)

P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Матвеев Алексей Юрьевич

Тема работы:

Обоснование выбора объекта разработки с использованием технологии интеллектуального заканчивания на ванкорском нефтяном месторождении (красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1677/с от 04.03.2019

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Эффективная разработка месторождений с применением интеллектуальных систем заканчивания; текущая схема заканчивания скважин; выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении; эффективное применение системы интеллектуального заканчивания скважин; обоснование эффективности технологии с помощью гидродинамического моделирования; оценка возможных ограничений использования технологии интеллектуального заканчивания в условиях ванкорского месторождения; анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину объекта НХ-3-4 Ванкорского месторождения
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Черемискина Мария Сергеевна

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

Горно-геологическая характеристика объектов разработки
Технология интеллектуального заканчивания скважин на ванкорском месторождении
Эффективность применения системы интеллектуального заканчивания скважин на ванкорском нефтяном месторождении
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Матвеев Алексей Юрьевич		

Обозначения, определения и сокращения

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ППД – поддержание пластового давления;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГНК – газонефтяной контакт;

ВНК – водонефтяной контакт;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ОФП – относительная фазовая проницаемость.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа - 93 страницы, в том числе 34 рисунка, 14 таблиц, 28 источников.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается Ванкорское месторождение, право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка принадлежит ООО «РН-Ванкор». В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и физико-химическая характеристика пластового флюида.

Во второй части проводится анализ разработки месторождения, включающий в себя текущее состояние разработки, характеристику фонда скважин, сравнение проектных и фактических показателей разработки.

В специальной части рассмотрены возможности использования интеллектуальных систем заканчивания скважин на Ванкорском месторождении. Сделан анализ текущей схемы заканчивания скважин на Ванкорском месторождении, подробно о технологии интеллектуального заканчивания скважин. Сделан выбор объекта для применения технологии и обоснование эффективности с помощью гидродинамического моделирования. Так же проведена оценка возможных ограничений использования данной технологии.

Завершается выпускная квалификационная работа разделами «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ.....	13
1.1 Геологическое строение месторождения и залежей	13
1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек.....	19
1.3 Свойства и состав нефти, газа	23
1.4 Свойства и состав пластовых вод	25
1.5 Характеристика текущего состояния разработки месторождения	26
1.6 Характеристика фонда скважин	26
1.7 Особенности разработки месторождения.....	27
2 ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	29
2.1 Текущая схема заканчивания скважин	29
2.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин	40
2.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении 46	
3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	51
3.1 Обоснование эффективности технологии с помощью гидродинамического моделирования.....	51
3.2 Оценка возможных ограничений использования технологии интеллектуального заканчивания в условиях Ванкорского месторождения.....	56
3.3 Анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину объекта НХ-III-IV Ванкорского месторождения	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1 Основные вредные и опасные факторы производства.....	76
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
5.2 Экологическая безопасность.....	81
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
Источники информации:	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Основная часть энергетических ресурсов России в 21 веке сосредоточена в азиатской части страны – в Сибири, на Дальнем Востоке, шельфе арктических морей. В Восточной Сибири (в Иркутской области и в Красноярском крае, включая округа) Республике Саха созданы основы мощной сырьевой базы для формирования новых центров добычи нефти и газа, открыто большое число нефтяных и газовых месторождений. Крупнейшие из этих месторождений: Ванкорское, Юрубчено-Тохомское, Ковыктинское, Чаяндинское, Талаканское, Верхнечонское, Собинское, Среднеботуобинское, Чайво, Лунское, Пильтун-Астохское, Одопту и др. Освоение ресурсов и запасов Восточной Сибири позволит удовлетворить потребности региона и экспортировать значительные объемы нефти, газа и продуктов их переработки в страны Северо-Восточной Азии.

Согласно оценки, выполненной ИГНГ СО РАН, на территории и акватории Восточной Сибири начальные извлекаемые ресурсы углеводородов равны 85-90 млрд. т условных углеводородов, в том числе нефти 20-22 млрд. т, попутного газа – 1,5-2 трлн. м³, свободного газа – 58-61 трлн. м³, конденсата – 3-5 млрд. т. Нефти рассматриваемых регионов отличаются высоким качеством, превосходящим по основным параметрам российский экспортный стандарт Urals. В основном это легкие и низкосернистые сорта. Большая часть запасов нефти Восточной Сибири имеет плотность менее 0,87 г/см³, при этом почти 50% запасов, сосредоточенных в Восточной Сибири имеют содержание серы менее 0,5%.

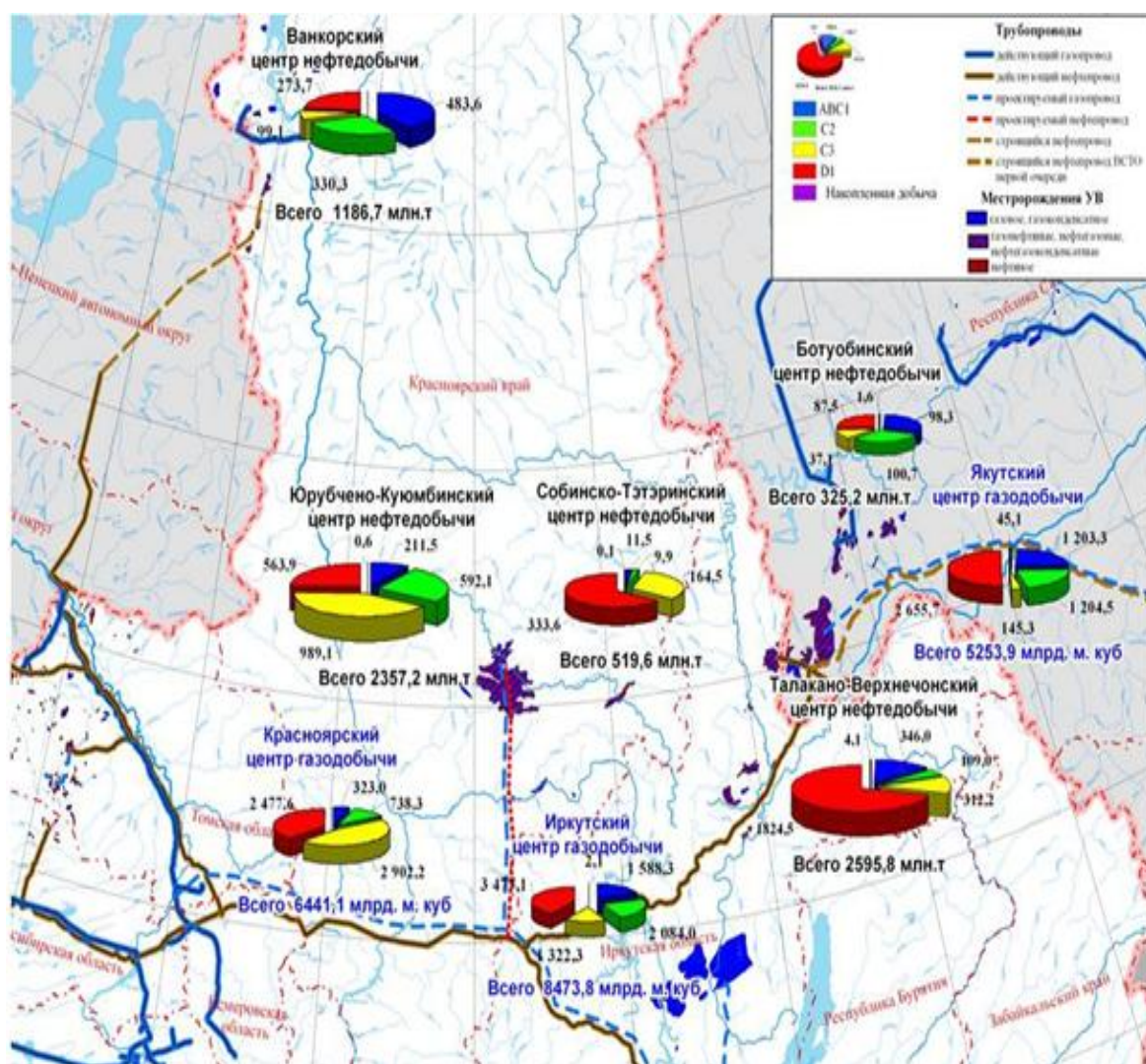


Рисунок 1 – Ресурсная база перспективных центров нефтегазодобычи в Восточной Сибири

Большехетский перспективный нефтегазодобывающий район находится на территории собственно Красноярского края и на юго-западе Таймырского (Долгано-Ненецкого) АО. В его пределах открыто четыре месторождения (Ванкорское, Лодочное, Тагульское, Сузунское). Газовые, газонефтяные и нефтяные залежи на этих месторождениях приурочены к меловым отложениям. Максимальный уровень добычи нефти на Ванкорском месторождении прогнозируется по данным ЗАО «Ванкорнефть» на уровне 20 млн. т/год. После ввода Лодочного, Тагульского и Сузунского месторождений максимальный уровень добычи может составить 25 млн. т/год. В соответствии со спецификой состава флюидов месторождений добыча нефти без газа невозможна в силу

высокой насыщенности нефти растворенным в ней газом. Для месторождений восточной Сибири характерно высокое содержание в добываемой продукции попутного нефтяного газа. Поиски, разведка и добыча полезных ископаемых оказывают многократное техногенное воздействие на геологическую среду. Максимальный ущерб окружающей среде наносится либо из-за экологической безграмотности, либо в погоне за сиюминутной выгодой. Одной из самых серьезных проблем, стоящих сегодня перед российским государством, недропользователями, является проблема обводнения продукции, добываемой из нефтегазоносных толщин и не большой КИН.

Цель работы: провести анализ текущей схемы заканчивания скважин на месторождении «Ванкорское» (Красноярский край) и оценить эффективность, предложить компоновку интеллектуального заканчивания скважин. Оценить и обосновать данную технологию.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

1.1 Геологическое строение месторождения и залежей

Ванкорское месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Первые промышленные притоки углеводородного сырья в этой области на территории Красноярского края получены в 1972г на Сузунской площади. На Большехетской террасе промышленные притоки нефти и газа получены на структурах Лодочная и Тагульская. К настоящему времени промышленная нефтегазоносность Пур-Тазовской НГО доказана открытием залежей в отложениях нижнего и верхнего мела (валанжин, альпсеноман), которые здесь являются регионально нефтегазоносными.

В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I, Нх-III-IV). Показатели коэффициентов нефтеотдачи приведены в таблице 1.

Таблица 1- Показатели коэффициентов нефтеотдачи пластов

Объект	Квыт	КИН	Кохв
Як II-VII	0,650	0,412	0,634
Нх I	0,480	0,379	0,790
Нх III-IV	0,610	0,403	0,661

Геологический профиль углеводородонасыщенных пластов Ванкорского месторождения, приведен на рисунке 2.

Объемы запасов и извлекаемые запасы по пластам месторождения приведены на рисунке 3.

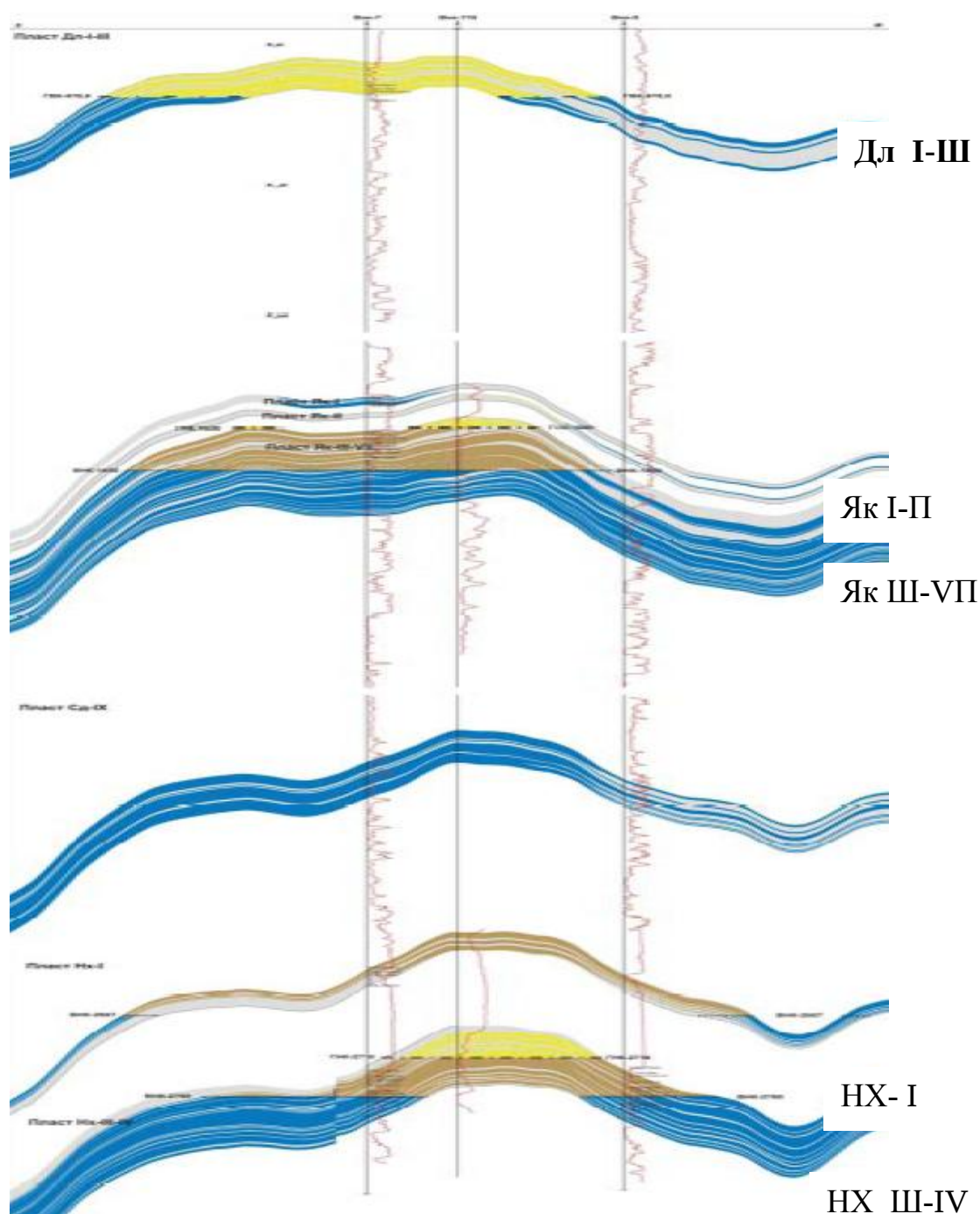


Рисунок 2 – Профиль пластов Ванкорского месторождения, имеющих потенциал нефтегазоносности.

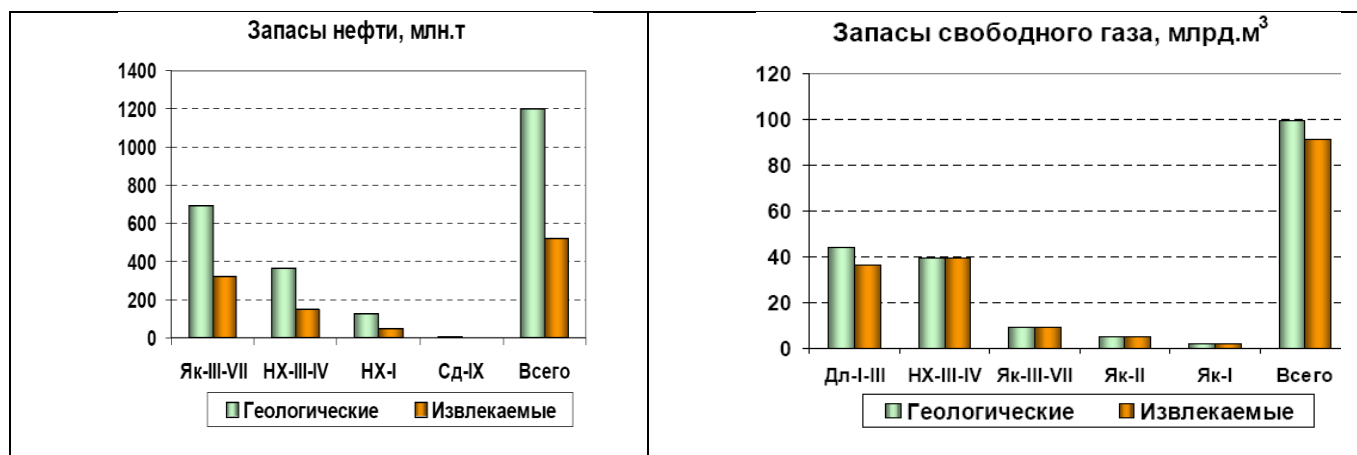


Рисунок 3 – Структура запасов и потенциала добычи углеводородов по объектам разработки Ванкорского месторождения.

Нижнехетская свита (K1br-v1) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ИД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K1v1-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем,

залежи углеводородов не локализуются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицпод, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548-588 м.

Малохетская свита (K1br-a1), так же, как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256-261 м.

Яковлевская свита (K1a1-a13) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые, кварц полевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I-VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт ИБ. Толщина отложений свиты – 432-441 м

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а также салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K1a13-K2s) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров.

Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварц полевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевриты и аргиллиты зеленовато-серые, кварц полевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт IA. Толщина отложений свиты 305-322 м.

Дорожковская свита (K2t1) на всей территории Енисей-Хатангского прогиба и Пур-Тазовской НГО является региональной покрывкой, породы которой представлены темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых и зеленовато-серых алевритов. На нижележащих отложениях долганской свиты они залегают согласно. Толщина отложений 70-78 м.

Насоновская свита (K2t2-st) литологически сложена песчаниками и алевритами. Основной состав свиты – алевриты, в кровельной и подошвенной частях наблюдается опесчанивание разреза. Алевриты серые, серо-зеленые, с подчиненными прослоями глин, темно-серых, вязких. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые на глинистом цементе. Толщина свиты 310-31 м.

Отложения салпадаяхинской и танамской свит (K2kr-m) венчают разрез верхнего мела представлены глинами темно-серыми, с прослоями алевритов светло-серых, слюдистых, со стяжениями известковистых алевритов, и песков серых, плотных, мелкозернистых, глинистых. Толщина отложений 467-530 м.

Четвертичные образования с размывом залегают на отложениях танамской свиты и представлены песками, глинами, супесями и суглинками. Толщина отложений, в зависимости от гипсометрического плана поверхности размыва верхнемеловых пород колеблется в пределах от 30 до 80 м.

В тектоническом отношении Ванкорское месторождение расположено в пределах южного окончания Большехетской структурной террасы, являющейся восточным продолжением Надым-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты.

Большехетская терраса осложнена небольшими структурами II порядка: Долганским структурным заливом, Сузунским и Лодочным валами. Ванкорская складка осложняет северное окончание Лодочного вала. Лодочный вал имеет субмеридиональное простирание, размеры его составляют 70х25 км и помимо Ванкорского он осложнен Лодочным и Тагальским поднятиями.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ на Ванкорской площади в разрезе верхней части земной коры было выделено два структурных этажа – до юрское основание и мезо-кайнозойский осадочный чехол. До юрское основание слагают глубоко метаморфизованные и интенсивно дислоцированные магматические и осадочные породы архейско-нижне-среднепротерозойского возраста (кристаллический фундамент), преимущественно осадочные, метаморфизованные отложения верхнего протерозоя – нижне-среднепротерозойского возраста (так называемый параплатформенный структурный ярус) и вулканогенно-терригенные угленосные образования карбона.

В платформенном чехле можно выделить два структурно-тектонических комплекса: юрско-меловой и четвертичный. Структурные планы по юрским и меловым отложениям, в основном, совпадают, что свидетельствует об унаследовательном характере развития региона в этот период.

В настоящее время разведочным бурением на месторождении вскрыты нижнемеловые (берриас) отложения, к верхам которых приурочен ИД отражающий горизонт. По кровле отражающего горизонта ИД Ванкорская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, разделяющуюся на два купола Северный и Южный. Скважины ВН-2 и ВН-4 пробурены в сводовой части Южного купола, где кровля нижнехетского яруса вскрыта на глубинах 2560-2580 м. На Северном куполе глубина залегания нижнехетских отложений выше и составляет 2590-2630 м.

На структурной карте по кровле коллектора пласта Нх III-IV размеры Южного купола по замкнутой изогипсе –2760 м составляют 18х14,5 км, при

высоте до 100 м, Северного - 12х9 км при высоте 70 м. На юге и на западе складка осложнена небольшими структурными носами, наиболее четко фиксируемыми на материалах сейсмических исследований, выполненных в модификации 3Д. На востоке структурный план более спокойный и тем не менее, в целом, структура имеет тенденцию к расширению в южном направлении.

По структурным построениям по кровле продуктивных пластов яковлевской свиты (Як-I Як-II-VII) тип структуры сохраняется. Размеры Северного купола по замкнутой изогипсе –1640 м 12 х 9,5 км, амплитуда – 60 м, а Южного – 16 х 12 км, при высоте 80 м. Присводовая часть Северного купола смещена на 5 км в северном направлении и расположена в районе скважины СВ-1. На Южном куполе наиболее приподнятая часть остается в районе скважина ВН-2.

Сохраняется структурный план и по кровле продуктивных пластов Дл-I-III долганской свиты. По замкнутой изогипсе –990 м размеры Северного купола увеличиваются до 15 х 13 км, а амплитуда снижается до 40 м. Размеры Южного купола остаются прежними 16,5 х 13 км, при высоте 60 м, однако здесь довольно уверенно выделяются две самостоятельные брахиантиклинальные складки, имеющие простирание с севера на юг.

В целом развитие Северного купола структуры шло в направлении вздымания его северной части в результате чего купол поднятия сместился к северу на 4 – 5 км. На Южном куполе происходило вздымание его северо-западной части и купол поднятия так же смещался в северном направлении, а на западном крыле структуры формировалось небольшое поднятие параллельно основному простиранию структуры.

1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

Действующим документом, регламентирующим разработку Ванкорского месторождения выделены 3 объекта разработки и эксплуатации:

- пласт Яковлевский III-VII– газонефтяная залежь;

- пласт Нижнежетский I – нефтяная залежь;
- пласт Нижнехетский III-IV – нефтегазоконденсатная залежь.

Одним из уникальных свойств Ванкорского месторождения является прогнозируемость свойств пласта и параметров добычи.

Геологический профиль разрабатываемых пластов по геолого-промысловой модели приведен на рисунке 4.

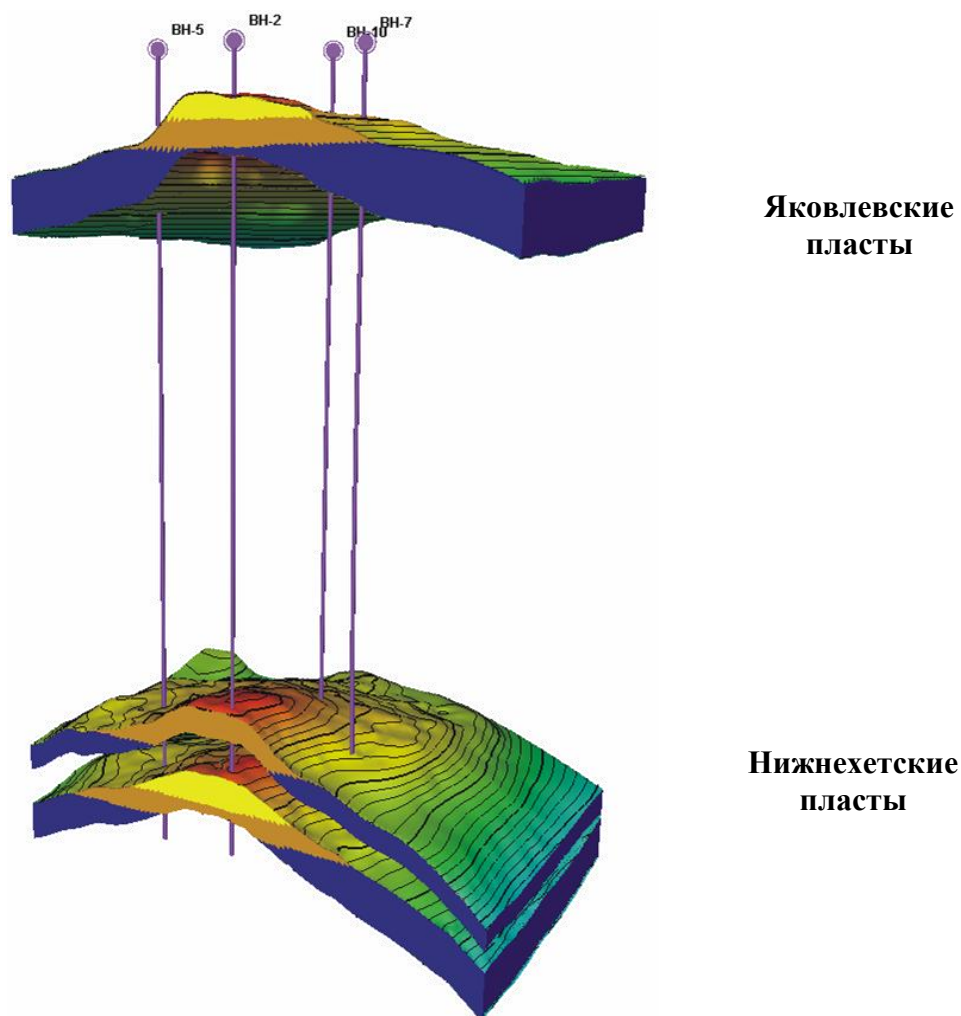


Рисунок 4 – Геологический профиль разрабатываемых пластов Ванкорского месторождения.

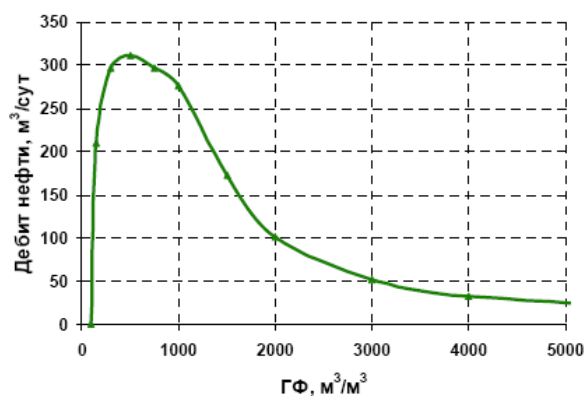
Эксплуатационный фонд УЭЦН на декабрь 2018 года предусматривается в количестве 503 единиц (без учета скважин, разбуриваемых по программе уплотнения сетки скважин), а также 7 единиц эксплуатируются фонтанным способом.

Разрабатываемые пласты характеризуются следующими фильтрационно-емкостными и физико-химическими свойствами приведенными в таблице 2.

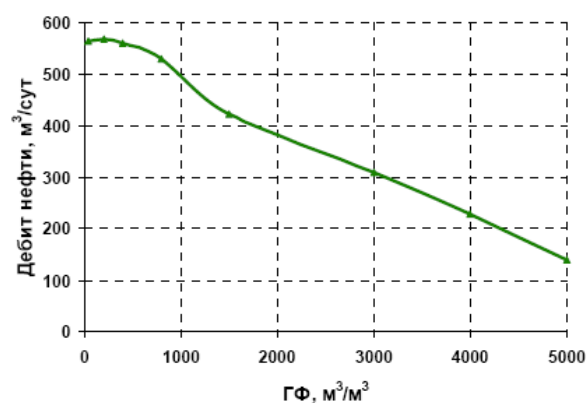
Таблица 2 - Фильтрационно-емкостные свойства пластов и физико-химические свойства флюидов Ванкорского месторождения

Наименование показателя	Як III-IV	НХ - I	НХ – III-IV
Средняя глубина залегания, м	1671	2670	2786
Средняя общая толщина, м	82	21	62
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	19,1	6,3	17,3
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	480	20	240
Начальная пластовая температура, оС	34	59	65
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	25,4	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	8,9	0,7	0,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,85	0,69	0,69
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,9	0,82	0,85
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,12	1,42	1,46
Содержание парафина в нефти, %	0,9	0,9	2,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	25,4	27,1
Газовый фактор, м ³ /т	61	202	211
СН ₄ , %	97,78		91,04
С ₂ Н ₆ , %	0,77		3,26
СО ₂ , %	0,84		0,22

Устьевое давление для реализуемой системы разработки составит 4 МПа. При таком устьевом давлении скважины Як-III-VII фонтанируют при значениях газонефтяного фактора больше 150 м³/м³. С ростом газового фактора дебит нефти резко снижается. При газовом факторе больше 3000 м³/м³ скважины добывают в основном газ (рисунок 5).



Як-III-VII



НХ-III-IV

Рисунок 5- Зависимость дебита нефти от газового фактора для скважин Яковлевского и Нижнехетских пластов Ванкорского месторождения

По результатам гидродинамических расчетов после прорыва газа к добывающим скважинам газовый фактор становится больше 1000 м³/м³. В случае закачки газа в газовую шапку газовый фактор становится больше 3000 м³/м³, дебит нефти для Як-III-VII равен 50 м³/сут, для НХ-III-IV – 300 м³/сут. Скважины НХ-I непродолжительный период могут эксплуатироваться фонтанным способом с последующим переходом на механизированный способ эксплуатации. Скважины НХ-III-IV могут эксплуатироваться фонтанным способом до достижения обводненности 70 %.

Минимальные забойные давления в зависимости от физико-гидродинамических свойств пластов и нефти для разрабатываемых пластов Ванкорского месторождения составляют:

- для Як-III-VII 7 МПа;
- для НХ-III-IV 20 МПа.

Определено минимальное забойное давление в зависимости от физико-гидродинамических свойств пластов и нефти. На рисунке 6 показаны изменения накопленных показателей в зависимости от изменения забойного давления. Минимальное забойное давление для Як-III-VII составляет 8 МПа, для НХ-III-IV составляет 20 МПа.

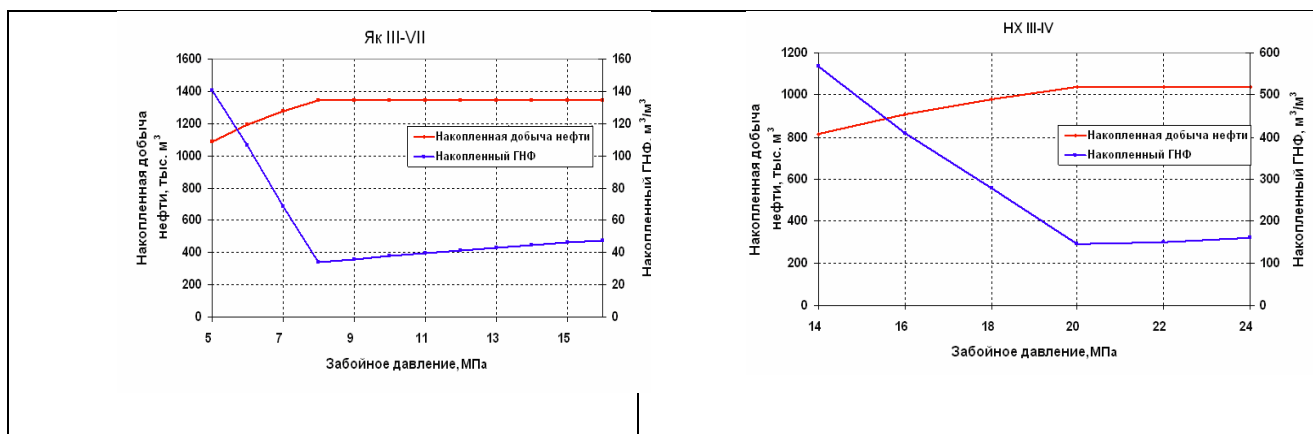


Рисунок 6– Изменения накопленных показателей в зависимости от забойного давления по пластам Ванкорского месторождения

Определены забойные давления на скважинах в зависимости от способа эксплуатации и размещения (рисунок 7)

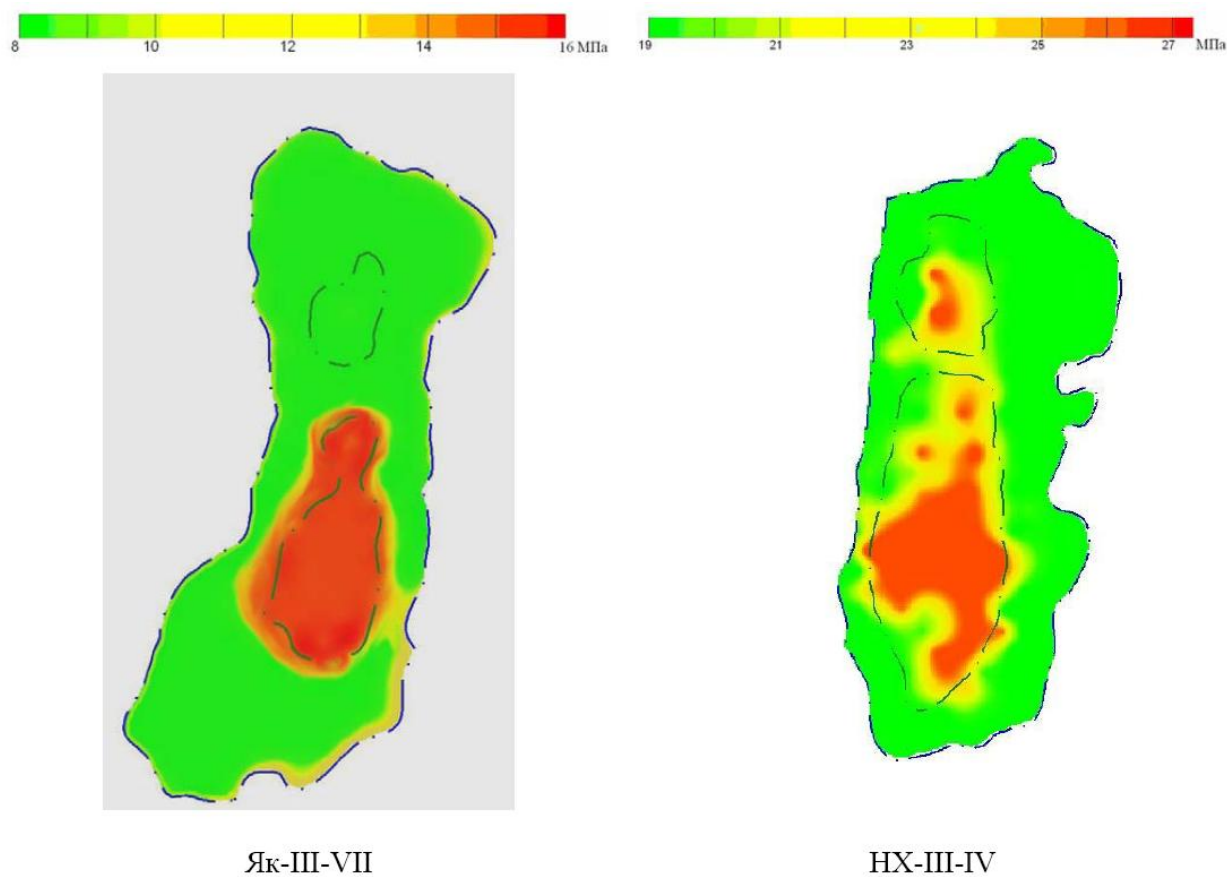


Рисунок 7 – Карты оптимальных забойных давлений по пластам Ванкорского месторождения

1.3 Свойства и состав нефти, газа

Изучение физико-химических свойств нефтей Ванкорского месторождения проведено по данным анализа трех глубинных и трех

поверхностных проб, отобранных в ходе геологоразведочных работ в 1988-1997г.г., в поисковых скважинах ВН-4, ВН-5, ВН-6 южной части структуры и пяти глубинных и двух поверхностных проб отобранных из скважины СВ-1 на севере структуры.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (10,8%), малопарафинистыми (1 %), малосернистыми (0,2 %) с низким выходом легких фракций (21,1% до 300 °С), с повышенной плотностью (0,902 г/см³). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,83 – 0,85 г/см³, парафинистые (3 – 3,2ю %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300 °С), с температурой замерзания не выше -30 °С.

Разведочные работы на месторождении продолжаются. Учитывая довольно значительные размеры поднятия и, как следствие, выявленных в его пределах нефтяных и газонефтяных залежей, в новых скважинах планируются обширные исследования по опробованию продуктивных пластов и, в том числе отбору керна и проб флюидов, что позволит в последующем уточнить соответствующие параметры.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ (март 2005г.) При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.

Свойства газа принимаемые в дальнейших технологических расчетах соответствуют принятым в подсчете запасов.

1.4 Свойства и состав пластовых вод

Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

К сожалению, по пластовым водам Ванкорского месторождения имеется лишь три анализа, характеризующих насоновскую, яковлевскую (скв. ВН-6) и нижнехетскую (скв.ВН-4) свиты, в связи с чем были использованы материалы по пластовым водам Большехетского мегавала в целом. Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов. Воды нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л. Для вод яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализации (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной (Денисов С.Б. 2005г). Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 3.

Таблица 3 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		Содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl-	2	1	3947.4
SO4--	2	1	5.76
HCO3-	2	1	378.5
Ca++	2	1	84.17
Mg++	2	1	21.89
Na++K+	2	1	2612.5
Примеси	2	1	н.о.
РН	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

1.5 Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть: Як-III-VII, Нх-I, Як-III-VII; на газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.19 г. на Ванкорском месторождении пробурено 533 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 238 скважин на объект Як-III-VII, 199 скважин на Нх-III-IV, 74 скважины – на Нх-I, 22 газовых – Дл-I-III, 187 – нагнетательных (106–Як-III-VII, 81–Нх-III-IV) и 67 водозаборных (Таблица 1) Приложение Б.

1.6 Характеристика фонда скважин

Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2019 г. приведена в таблице 2 Приложение Б.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2019 года (146400,8 тыс.т.) составила 33,1% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.).

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2019 год - 146400,8 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 2,3 % (3432 тыс.т), за счет ЭЦН – 97,7 % (142968,8 тыс.т), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть –18342,7 тыс.т нефти.

1.7 Особенности разработки месторождения

На месторождении принят кустовой метод бурения скважин с расположением кустов вне водоохраных зон, территории гослесфонда, с целью минимизации нанесения ущерба природной среде.

Особенностями разработки являются:

- преимущественное применение горизонтальных скважин;
- применение закачки газа в пласт с целью ППД.

Преимуществом горизонтальных скважин вместо вертикальных является:

- сокращение фонда скважин более чем в 3 раза;
- увеличение начального дебита более чем в 6 раз по сравнению с вертикальной или наклонно-направленной скважиной.

Обратная закачка газа в пласт:

- увеличение КИН на 1,5 %;
- 100% утилизация газа.

Залежь пласта НХ-I

Нефть пласта НХ-I характеризуется большим газосодержанием. При снижении пластового давления начинается разгазирование нефти. Это приведет к снижению подвижности нефти и росту газового фактора. В результате скважины будут отключаться из-за загазовывания продукции. Пластовое давление в зоне отбора необходимо поддерживать на уровне начального пластового давления. Соотношение подвижностей воды и нефти меньше единицы. Поэтому, соотношение добывающих и нагнетательных скважин должно быть близко к единице. Это обеспечит поддержание пластового давления в зоне отбора и позволит избежать разгазирования нефти в пласте.

Залежь пластов НХ-III-IV

В технологической схеме разработки принят вариант однорядной системы горизонтальных скважин с заводнением и обратной закачкой газа в газовую шапку. Длина горизонтального участка и расстояние между скважинами в ряду равны 1000 м. Залежь характеризуется высокой послойной неоднородностью по проницаемости. В процессе добычи нефти основной задачей будет выработка запасов по мощности залежи. Залежь может разрабатываться как горизонтальными, так и вертикальными или наклонно-направленными скважинами.

Способ эксплуатации - электроцентробежными насосами. Рабочее давление на устьях добывающих скважин принято 4,0 МПа, расчетное – 7,0 МПа.

Режим эксплуатации нефтяных залежей принят с поддержанием пластового давления.

В проекте принята герметизированная система совместного сбора обводненной нефти и газа от проектных кустов до УПСВ. Продукция добывающей скважины под устьевым давлением до 4,0 МПа по замерному коллектору поступает на блок замера (ГЗУ) с многофазным расходомером, расположенный на этом же кусте. В блоке осуществляется поочередный замер дебита по жидкости (нефть, вода) и газу по заданной программе.

После замерного блока продукция скважины смешивается с общим потоком и поступает в систему нефтесбора от кустов и далее по нефтегазосборным коллекторам подается на УПСВ, где проводится обезвоживание поступающей жидкости. Далее смесь нефти и газа с 10 % обводненностью под давлением поступает на ЦПС. Пластовая вода подается на водоподготовку для последующей закачки в систему ППД.

На месторождении к 2020 намечается строительство 36 кустовых площадок с песчаным основанием. На сегодняшний день построено 32 кустовых площадки.

2 ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Текущая схема заканчивания скважин

В зависимости от типа залежи, на которую планируется бурение скважины определяется конструкция скважины и соответствующие ей глубины спуска обсадных колонн, диаметры, глубины цементирования. В соответствии с глубинами спуска обсадных колонн определяются типы буровых установок, типы применяемых компоновок бурильного инструмента.

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- проводку скважины до проектной глубины; рациональное вскрытие продуктивных горизонтов;
- предупреждение осложнений в процессе бурения;
- минимизация затрат на строительство скважин;
- предупреждение растепления устья скважины;
- охрану недр путем надежного разобщения флюидосодержащих горизонтов друг от друга для предупреждения перетоков нефти, газа и минерализованных вод между пластами или выхода их на дневную поверхность.

Выбор конструкции скважин необходимо осуществлять в соответствии с требованиями документа Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», а также согласно требованиям руководящего документа «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» (РД-39-009-90). При этом должен учитываться опыт строительства разведочных и эксплуатационных скважин на Ванкорском месторождении.

По своему назначению обсадные колонны должны обеспечивать:

- направление - предотвращение растепления ММП на устье скважины;
- кондуктор - перекрытие интервала залегания ММП, а также предупреждения гидроразрыва пластов при ликвидации возможного газопроявления из

отложений долганской свиты (оборудуется противовыбросовым оборудованием – ПВО);

промежуточная колонна - перекрытие продуктивных газонасыщенных пластов долганской свиты (оборудуется ПВО);

эксплуатационная колонна - изоляцию продуктивного пласта для качественного испытания и последующей эксплуатации;

хвостовик в горизонтальном стволе - эксплуатацию вскрытых продуктивных пластов.

Типовая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Рекомендуемая конструкция скважины для бурения добывающих скважин на продуктивный горизонт нижнехетской свиты Нх-III-IV

Назначение колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска		Высота поднятия цемента
	Долота	колонны	По вертикали	По стволу	
1	2	3	4	5	6
Направление	490	426	0-30	0-30	До устья
Кондуктор	394	324	0-620	0-620	До устья
Промежуточная колонна	295	245	0-1600	0-1730	До устья
Эксплуатационная колонна	220	178	0-2770	0-3906	В соответствии с геологическими условиями
Хвостовик	152	114	2761-2775	3806-4906	Не перфорируемая часть

Продуктивные отложения Ванкорского месторождения являются слабосцементированные терригенные породы, следовательно вынос механических примесей, при скважинной добыче, обусловлен литологией объектов разработки. При таких особенностях строения коллектора наличие депрессии необходимых для промышленной добычи углеводородов неизбежно приводит к выносу механических примесей.

Влияние технологического режима работы скважин на содержание механических примесей в их продукции нашло подтверждение в следующих зависимостях: механических примесей от обводнённости продукции; механических примесей от депрессии на пласт; механических примесей от коэффициента продуктивности скважин. Однако анализ большого числа

факторов, влияющих на вынос механических примесей из скважин, свидетельствует о том, что разрушение продуктивного пласта в процессе эксплуатации является весьма сложным механическим, физическим и физико-химическим процессом, развивающимся во времени.

Спектр технических решений проблемы выноса взвешенных частиц весьма низок и сводится в основном к трём направлениям:

- подбор износостойкого оборудования;
- закрепление прискважинной зоны пласта крепящими составами;
- установка механических фильтров (как на забое, так и в компоновке УЭЦН).

На Ванкорском месторождении в целом по объектам разработки отмечается качественная зависимость увеличения количества взвешенных частиц в продукции скважин от обводнённости. Распределение количества взвешенных частиц по группам пластов Як III-VII и Нх III-IV Ванкорского месторождения представлено на рисунке 8 и рисунке 9 соответственно.

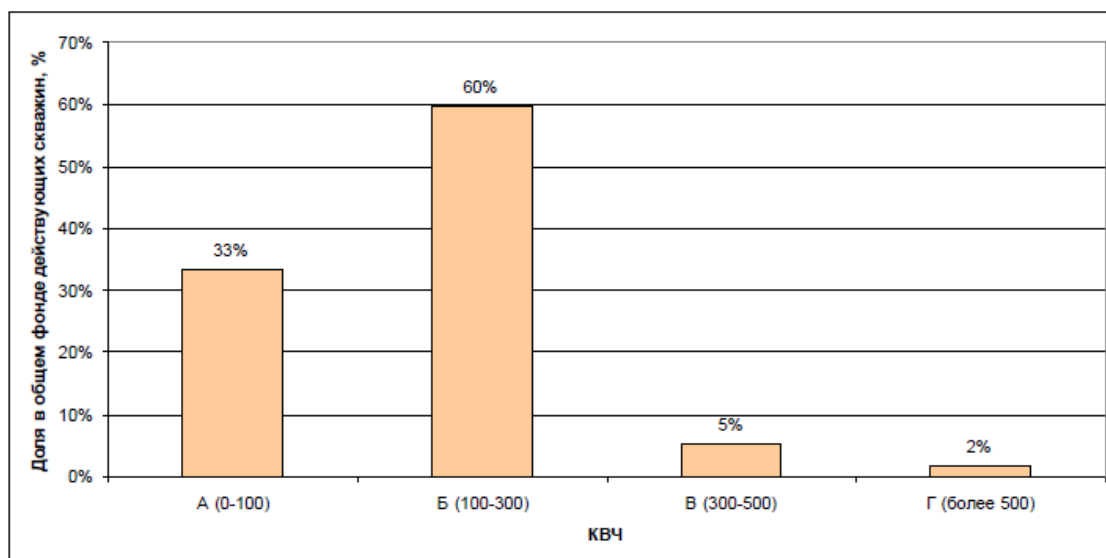


Рисунок 8- Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта Як III-VII Ванкорского месторождения

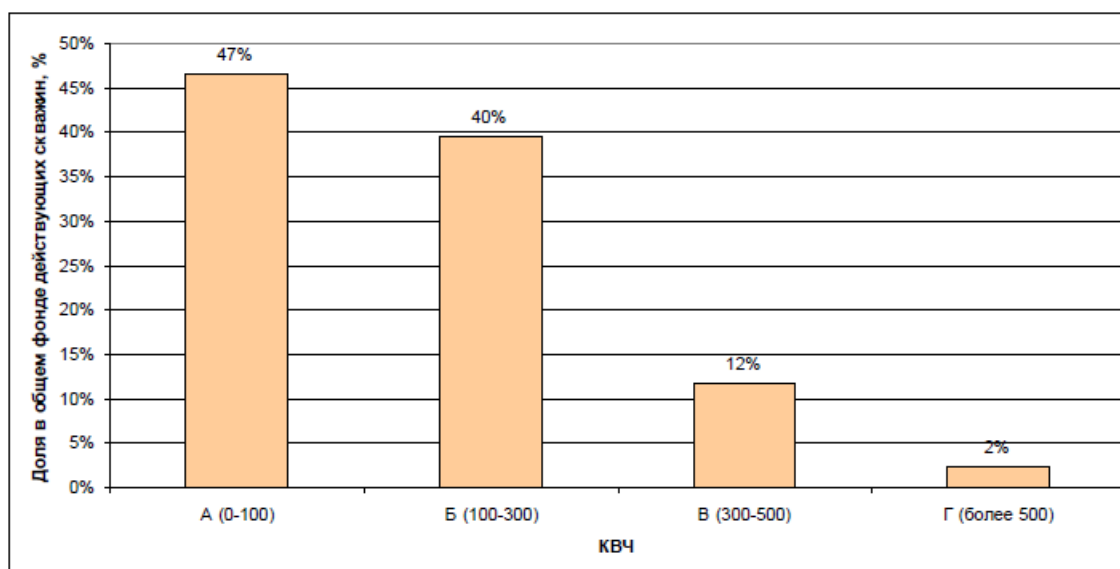


Рисунок 9- Распределение количества взвешенных частиц по группам пласта
Нх III-IV Ванкорского месторождения

В качестве борьбы с пескопроявлением на горизонтальных скважинах Ванкорского месторождения в качестве хвостовиков используются противопесочные фильтры с проволоочные обмоткой. Российского и зарубежного исполнения. На основании гранулометрического анализа состава взвешенных частиц в качестве размера щелей фильтроэлемента был выбран размер 250 микрон. Данный размер стимулирует вынос мелких частиц и очищение прифилтровой зоны от шлама и мелких фракций, а также предотвращает попадание крупных частиц в скважину, грозящих эрозией подземного и устьевого оборудования и потерей контроля за работой скважины.

Типовая схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на рисунке 10. В компоновку хвостовика входят: пакер-подвески хвостовика 114/178 мм (подвеска устанавливается 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны 178 мм), глухие трубы 114 мм, проволоочные противопесочные фильтры 114 мм, башмак. В случае бурения и заканчивания скважин в подгазовых зонах в компоновку заканчивания добавляется пакер манжетного цементирования и используется цементировочный пакер подвески хвостовика рисунке 11. В этом случае интервал от точки входа в кровлю пласта до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементирования.

Данная система заканчивания предназначена для предотвращения прорывов газа по заколонному пространству в скважину.

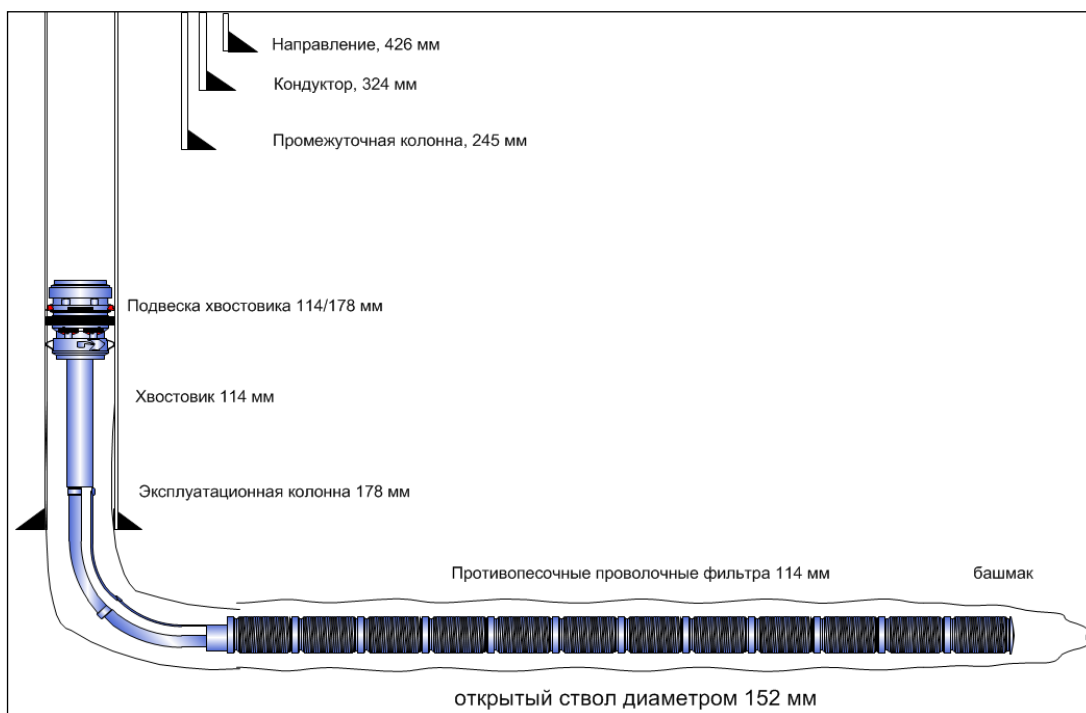


Рисунок 10 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения

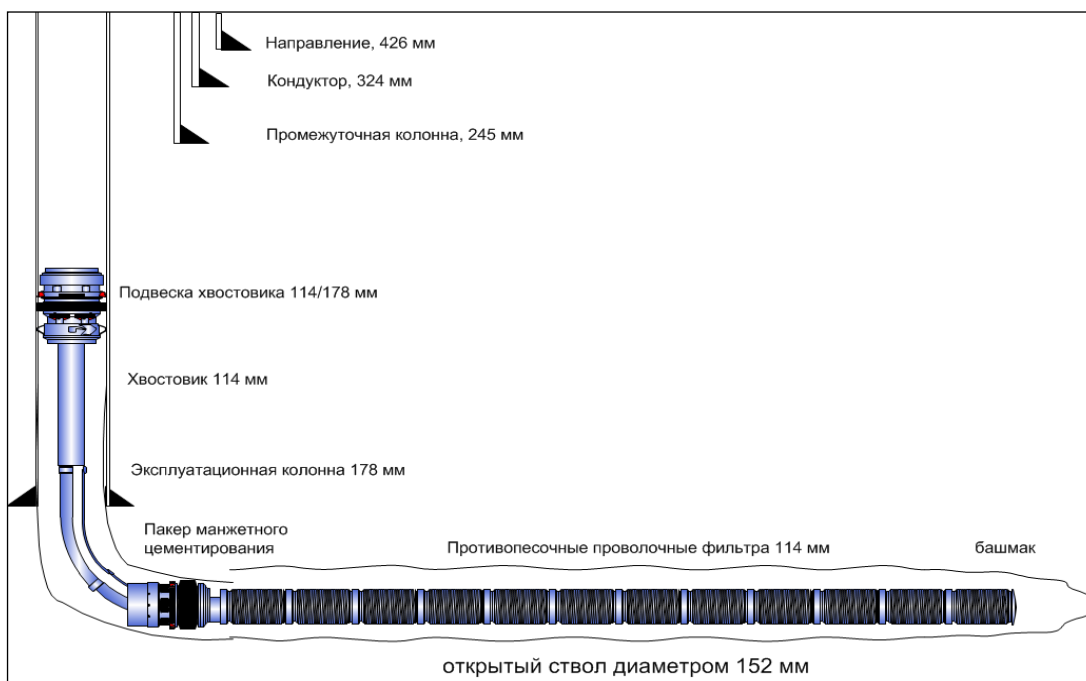


Рисунок 11 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Ванкорского месторождения при бурении подгазовых зон.

Одним из самых критичных моментов при заканчивании горизонтальных скважин является использование заколонных разбухающих пакеров. К такому

решению постепенно приходят практически все нефтяные компании, использующие горизонтальные скважины. Часть скважин Ванкорского месторождения была закончена с использованием данной технологии. Разбухающие пакера представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. Существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола, поэтому такие компоновки оснащаются центраторами.

“Существует несколько факторов, объясняющих растущую популярность использования данного оборудования. В случаях, когда ствол скважины проведен по хорошо сцементированным или карбонатным породам (при заканчивании горизонтальной скважины тем или иным видом противопесочного фильтра или перфорированной трубой) значительная часть потока пластового флюида может протекать в затрубном пространстве между стенкой скважины и внешним диаметром трубы. Соответственно, данный объем пластового флюида будет попадать внутрь фильтра только в пяточной части горизонтальной скважины. Таким образом, при прорыве воды или газа в добывающую скважину, законченную без использования заколонных пакеров, определить интервал прорыва по результатам промыслово-геофизических исследований не представляется возможным. Также практически невозможно будет провести эффективные ремонтно-изоляционные работы по устранению интервала прорыва воды или газа путем закачки различных тампонажных и изолирующих растворов (в виду их перетока в другие зоны по затрубному пространству). Использование заколонных пакеров и сегментация с помощью них ствола скважины на несколько зон позволит не только точно выявить проблемный интервал с помощью ПГИ, но и в последующем эффективно изолировать данный интервал прорыва газа или воды. При этом появляется возможность решить проблему не только с помощью закачки тампонажных или

других изолирующих растворов, но и с помощью установки моста из глухих труб и заколонных пакеров внутрь текущего заканчивания скважины. Также использование заколонных пакеров позволяет отсечь глухими трубами интервалы глин. Это необходимо для предотвращения массивной миграции глинистых частиц по затрубному пространству и последующему засорению противопесочных фильтров.” (Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40)

Разбухающий заколонный пакер показан на рисунке 12. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заколонными разбухающими пакерами представлена на рисунке 13.



Рисунок 12 - Разбухающий заколонный пакер

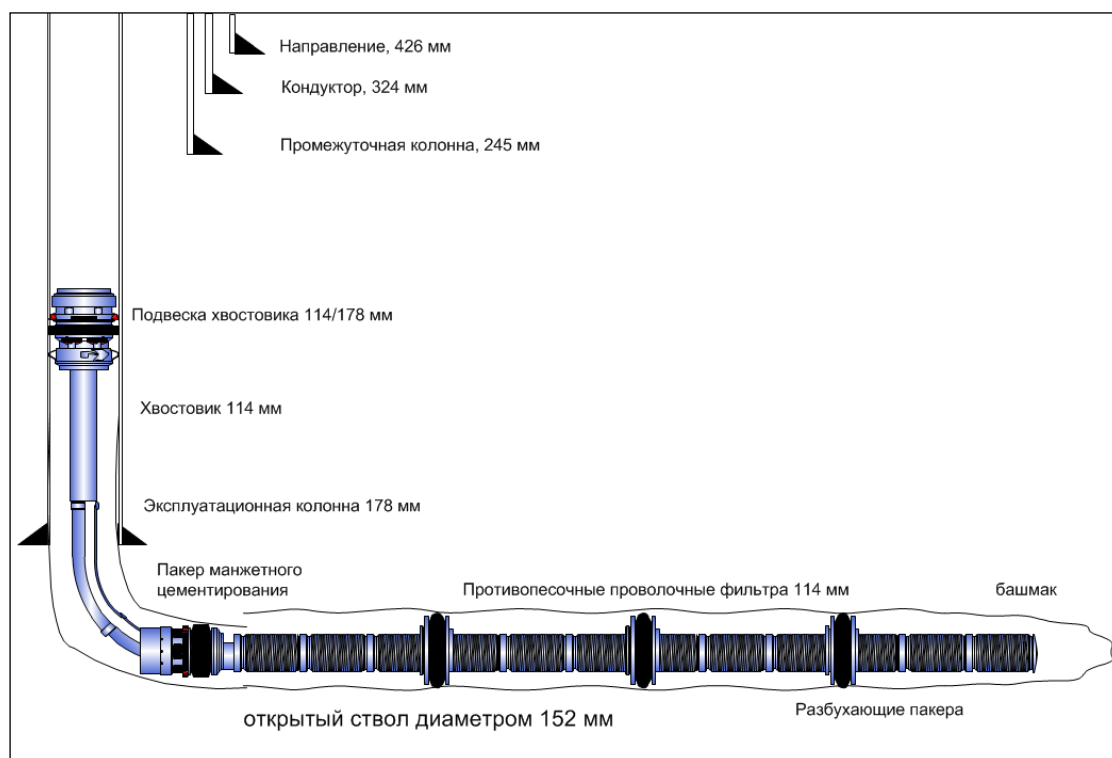


Рисунок 13 - Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием заколонных пакеров

За последние несколько лет в России на различных месторождениях было проведено несколько опытно-промышленных работ и началось внедрение пассивных систем контроля притока зарубежных производителей для оптимизации работы законченных открытым стволом скважин. Данные системы представляют собой противопесочные фильтры с установленными на них устройствами контроля притока (ICD). Эти устройства создают дополнительные перепады давления (либо за счет трения, либо гидравлически, либо их комбинацией) по длине скважины. Устройства устанавливаются один раз на все время работы скважины и не могут заменяться в процессе ее эксплуатации. Таким образом, в различных участках скважины можно установить различные сопротивления потоку из пласта в скважину. С помощью разделения скважины заколонными пакерами на сегменты стараются добиться отсутствия перетоков между ними.

При разработке месторождений горизонтальными скважинами большой длины, а также при значительных дебитах, существенным становится влияние перепада давления в стволе скважины. Потери давления за счет трения могут

достигать значения величины депрессии, что может ограничивать оптимальную длину горизонтального участка и приводить к значительной разнице в депрессии на пласт в зонах пятки и носка скважины. Такая разница может приводить к прорывам подошвенной воды в пяточной области скважины в случае водоплавающей залежи, или газа при разработке подгазовой зоны. Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока позволяет нивелировать разницу давления в стволе скважины и выровнять профиль притока. В случае, когда горизонтальная скважина проходит по неоднородному по фильтрационным свойствам пласту, высока вероятность быстрого прорыва газа или воды по высокопроницаемым зонам (зонам с повышенной трещиноватостью). Использование систем заканчивания с устройствами контроля притока дает возможность “прижать” высокопроницаемые зоны и, тем самым, интенсифицировать приток из низкопроницаемых участков.

На сегодняшний день на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа устройств контроля притока, производимых зарубежными компаниями, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта, - трубочно-винтовой и штуцерный. На рисунке 14 и рисунке 15 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберге) соответственно.

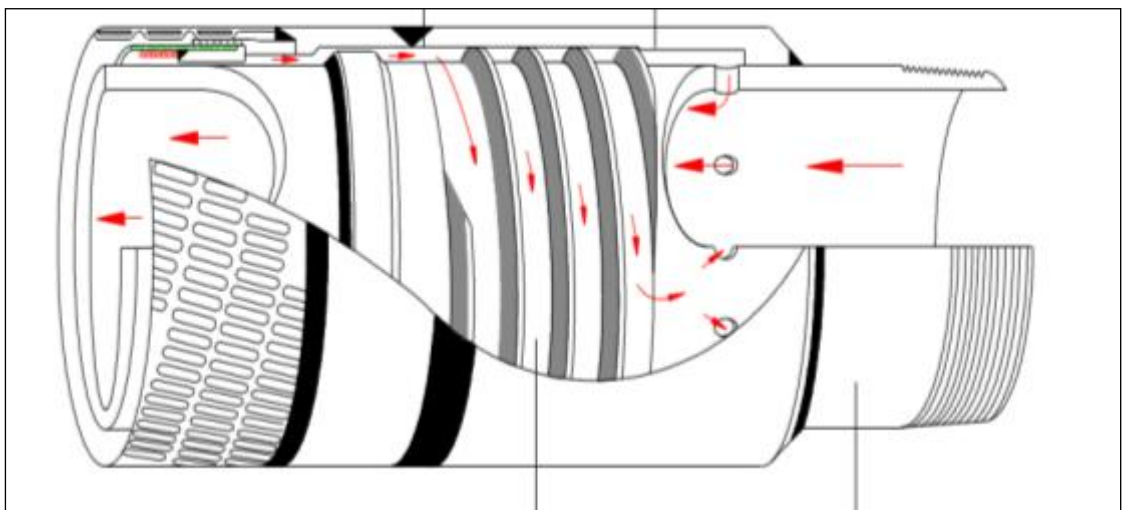


Рисунок 14- Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз)

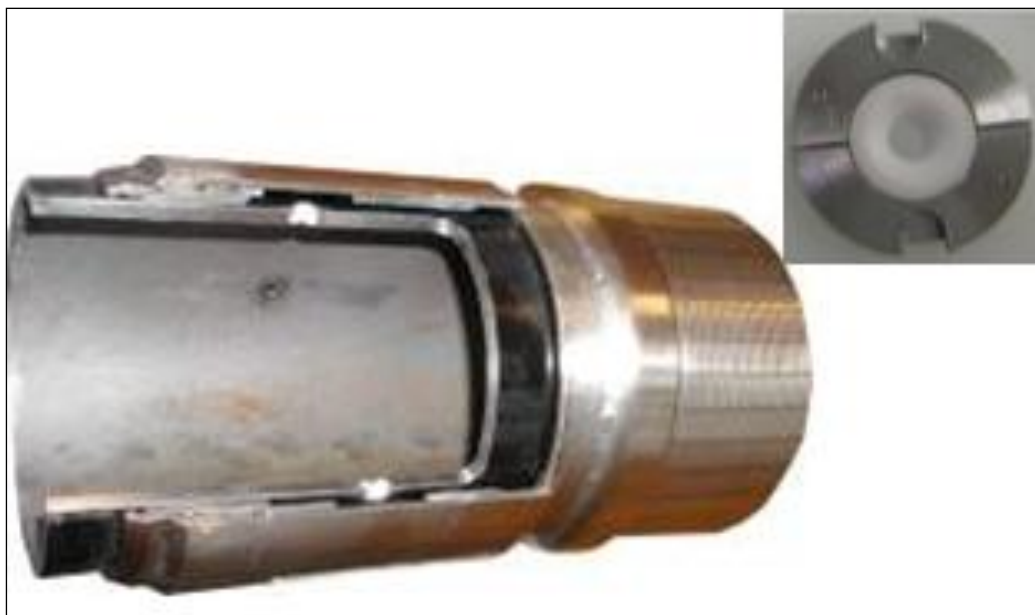


Рисунок 15- Устройство контроля притока (Шлюмберже)

В работе приводится описание принципов работы и характеристики данных систем, анализируются их преимущества и недостатки, а также проводится сравнительная оценка надежности работы в условиях крупного месторождения в Восточной Сибири для последующего обоснования выбора оборудования, использующего тот или иной способ создания сопротивления потоку. В качестве основных недостатков трубочно-винтовых систем контроля притока указывается высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов. Основным же недостатком штуцерных систем контроля притока является то, что поток флюида, проходя через штуцер, приобретает очень большую скорость, что, в свою очередь, значительно повышает риск эрозии оборудования. Расточка штуцеров в результате эрозии может привести к быстрому снижению способности оборудования создавать сопротивление потоку, что, в свою очередь, может существенно ухудшить показатели работы скважины.

На Ванкорском месторождении в ряде скважин пробуренных в подгазовых зонах использовались устройства контроля притока производства Шлюмберже и Бейкер-Хьюз. Описание дизайна подобных систем заканчивая для Ванкорского месторождения представлено в работе [8]. В данной статье

предложена процедура дизайна устройств контроля притока и показаны примеры ее применения на скважинах Ванкорского месторождения. В статье предлагается выбирать конструкцию хвостовика, состоящего из противопесочного фильтра и устройств для пассивного контроля притока, с использованием секторного гидродинамического моделирования и анализа изменения профилей притока нефти, газа и воды со временем по длине горизонтальной скважины.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения фильтрационных свойств. Это несет в себе определенные риски, связанные с возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретации геофизических данных, риском недоспуска компоновки заканчивания до намеченной глубины, а также изменением характера притока с течением времени эксплуатации скважины.

Это особенно характерно для разработки месторождений с контактными запасами горизонтальными скважинами. Здесь критичным становятся ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить. Как показывает опыт внедрения зарубежных систем контроля притока, при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой (ярким примером является Ванкорское месторождение и месторождение имени Ю. Корчагина в Каспийском море) удастся лишь отсрочить время прорыва газа на определенный период [5]. Через непродолжительное время газ прорывается в скважины. К сожалению, ни штуцерные, ни трубочно-винтовые системы контроля притока не позволяют ограничить приток газа, вследствие чего, приходится снижать депрессию на пласт (тем самым снижая дебит скважины), либо производить периодические остановки скважины, либо окончательно выводить скважины из добывающего фонда. Это касается и прорывов воды от нагнетательных скважин ППД.

То есть можно сделать вывод, что пассивные системы контроля притока позволяют отложить на определенный момент времени прорыв воды или газа, но не позволяют оперативно вмешиваться в характер притока скважины в

зависимости от изменившихся условий в призабойной зоне. Для этих целей в данной выпускной квалификационной работе предлагается использование интеллектуальных систем заканчивания скважин.

2.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин

Ведущие зарубежные нефтегазовые и сервисные компании давно и успешно работают в направлении интеллектуального заканчивания скважин.

Всесторонний контроль параметров в процессе разработки, а также возможность регулирования работы отдельных интервалов без проведения КРС позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, повысить экономическую эффективность и безопасность производства. В последнее время в России все больше внимания уделяется интеллектуализации скважин. Приходит понимание преимуществ и экономической целесообразности оснащения скважин системами мониторинга и управления ими в режиме реально времени. Это важно для оперативного контроля и своевременного принятия решений по ГТМ, контроля и поддержания пластового давления, интерпретации данных гидродинамики с целью выявления геологических особенностей пласта на значительном удалении от скважины и уточнения запасов. Системы постоянного мониторинга повышают безопасность и снижают себестоимость, поскольку снимают необходимость периодически останавливать скважину для выполнения ГДИС манометрами, спускаемыми на проволоке или кабеле.

Интеллектуальное заканчивание скважины, как правило, включает в себя систему забойных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Регулирующие клапана бывают двухпозиционные (работающие только в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ) или регулируемые (дрессельные клапана) с возможностью работы на штуцерах разного размера, предоставляющий больше возможностей для управления зональным притоком или закачкой. Та же скважина помимо датчиков давления/температуры может иметь также расходомеры в каждой зоне и распределенные датчики температуры по стволу скважины. Оборудование мониторинга скважины обладает функцией передачи

информации на поверхность в режиме реального времени без необходимости проведения внутрискважинных работ.

Следующим уровнем управления добычей является концепция “умной скважины – умного месторождения”. В данной концепции должна быть обеспечена возможность аналитического управления как отдельной скважиной так и множеством скважин месторождения с использованием информации, полученной от забойных систем мониторинга. Заложенный в систему аналитический алгоритм должен задействовать систему задвижек, клапанов в том или ином направлении в ответ на приближение параметров добычи к определенному порогу или в ответ на прохождение этого порога. В более общем виде данная концепция подразумевает что некоторые или все скважины на месторождении, включая также и нагнетательные, передают данные о режиме работы: дебите или количеству закачиваемой жидкости, которые обрабатываются внутри математической модели этого месторождения в режиме реального времени. В свою очередь, технолог может в динамическом режиме регулировать дистанционно (без остановки скважины и проведения внутрискважинных работ) количество жидкости, закачиваемой в тот или иной пласт, или, например, перекрывать добычу из определенного интервала, если обводненность начинает повышаться. «Умные месторождения» – это инновационная технология, которая дает возможность передавать информацию с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени. «Умное месторождение» – это максимум измерений и контроля, позволяющих оптимизировать работу всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов, а также получения данных для формирования в модели. Впоследствии на основе этих моделей можно разработать оптимальную конфигурацию интегрированной системы добычи.

Концепция “умного месторождения” не рассматривается в данной выпускной работе. Темой выпускной работы является только система интеллектуального заканчивания скважин и анализ возможности ее применения в условиях Ванкорского месторождения.

Система интеллектуального заканчивания скважин состоит из четырёх основных компонентов:

- многоканальный пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга);
- регулируемый забойный клапан с дистанционным управлением (стандартно устанавливают либо двухпозиционные либо многопозиционные регулируемые клапаны). Связь с поверхностью осуществляется с помощью гидравлических контрольных линий, либо посредством электрического кабеля. На данный момент гидравлическое соединение является наиболее распространенной технологией.
- средства мониторинга (датчики давления, температуры, или оптоволоконная система распределенного замера температуры). Некоторые производители устанавливают датчики давления и температуры как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания. Это дает возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны.
- наземная система сбора и обработки информации и управления.

Схема интеллектуального заканчивания скважин и ее основные компоненты изображены на рисунке 16. На данном рисунке система интеллектуального заканчивания устанавливается в качестве повторного заканчивания в горизонтальную скважину законченную цементированным и перфорированным хвостовиком. Пакера разделяют зоны перфорации на гидродинамически несвязанные интервалы, которые возможно эксплуатировать как совместно, так и по отдельности. В случае заканчивания скважины противопесочными фильтрами и заколонными пакерами (как на Ванкорском месторождении), внутрь хвостовика можно установить подобную систему интеллектуального заканчивания.

В случае разработки хорошо сцементированного коллектора (например, карбонатного месторождения), когда риски обрушения ствола скважины минимальны, интеллектуальное заканчивание возможно устанавливать в

открытый ствол. На рисунке 17 показана схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения. Данный подход позволяет эксплуатировать каждый боковой ствол скважин отдельно. В случае прорыва воды или газа по любому стволу, данная система позволяет отсечь этот интервал от скважины без проведения внутрискважинных работ и без остановки добычи.

Оборудование интеллектуального заканчивания (пакера, клапана, системы мониторинга) спускается в скважину на колонне НКТ, а все гидравлические линии и электрические кабели присоединяются к НКТ хомутами для защиты во время СПО. Соответственно эксплуатация также ведется через данную колонну НКТ. Таким образом, появляется одно из важных ограничений по возможности использования интеллектуальных систем заканчивания - данную систему возможно установить при фонтанной или газлифтной эксплуатации скважин. Например, при эксплуатации скважин УЭЦН, не будет возможности разделить оборудование на нижнее и верхнее заканчивание. На данный момент ведутся разработки и опытные работы по внедрению системы связи “мокрое соединение”, основанное на индукционном способе передачи данных, для решения вышеописанной задачи.

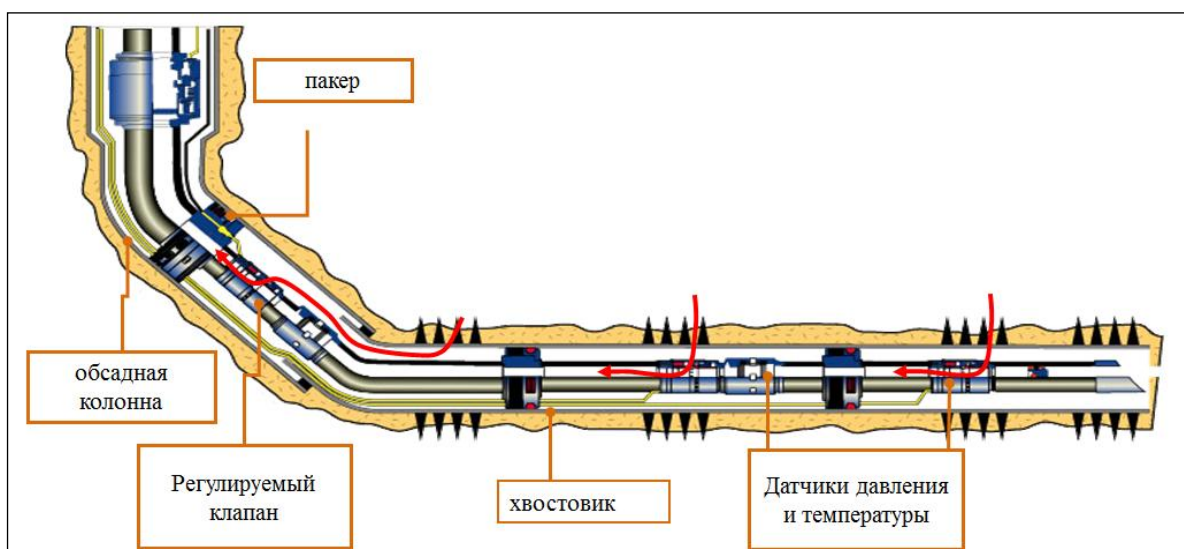


Рисунок 16- Схема интеллектуального заканчивания скважин

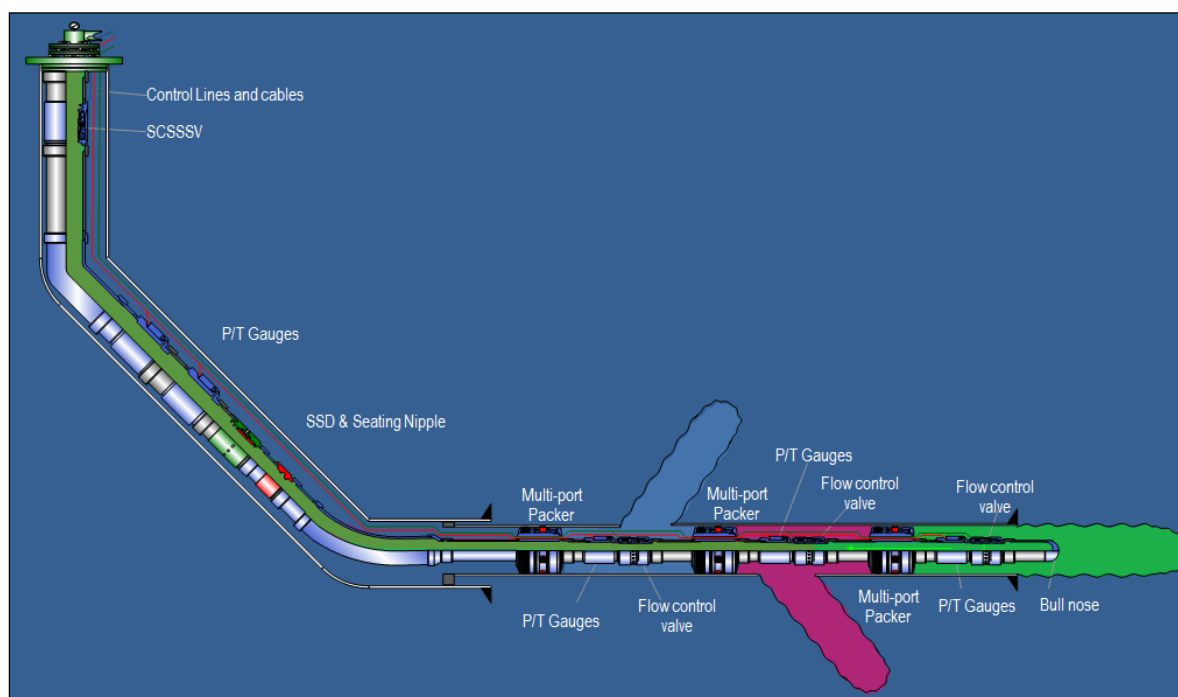


Рисунок 17- Схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения

На данный момент на рынке внутрискважинного оборудования в России, системы интеллектуального заканчивания представлены разработками только зарубежных производителей:

Халибертон. Интеллектуальная система заканчивания WellDynamics SmartWell® [9] позволяет нефтяным компаниям оптимизировать процесс добычи без проведения затратных скважинных работ. Надежные и испытанные системы SmartWell позволяют нефтяным компаниям осуществлять сбор, передачу и анализ данных по скважине, дистанционно управлять выбранными зонами пласта и достичь максимальной производительности пласта. Система заканчивания SmartWell представляет собой определенную комбинацию устройств для разобщения зон, устройств для управления интервалами, скважинных управляющих устройств, стационарных систем мониторинга, наземных систем мониторинга и управления, систем распределенного измерения температуры, программного обеспечения для сбора данных и управления и прочих компонентов системы.

Шлюмберже. Система IntelliZone Compact [10] представляет собой модульную систему заканчивания скважин. Отличительной особенностью

данной системы является концепция производства основных узлов для распространенных типоразмеров на “вырост” – “на склад”. Это позволяет значительно сократить время доставки оборудования заказчику (до 6 месяцев по сравнению со стандартной поставкой от 1.5 лет).

К данному моменту интеллектуальные системы заканчивания скважин нашли широкое применение в индустрии как за рубежом так и в России. В некоторых случаях применение данной технологии стало ключевым в вопросе повышения эффективности разработки месторождения.

Например, использование интеллектуальной системы заканчивания для одновременной разработки трех зон на месторождении На-Кика в Мексиканском заливе (оператор компания Шелл) позволило повысить добычу по сравнению с последовательной разработкой на 28% [11].

Одним из ярких примеров успешного внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважин стала история компании Статойл. На месторождении Гулфакс-Саут в норвежском секторе Северного моря инженеры Статойл с помощью гидродинамического моделирования показали необходимость использования данных систем. Особенностью данного месторождения является структурная сложность целевого объекта с многочисленными тектоническими блоками, большая неоднородность и высокие риски преждевременного прорыва газа. Установка систем интеллектуального заканчивания в трех горизонтальных добывающих скважинах, позволило компании Статойл получить более чем двукратный прирост извлекаемых запасов (с 2.4 млн м³ в 2001 до 5.4 млн м³ в 2006) [12].

Пример использования модульной интеллектуальной системы заканчивания скважин показан компанией Петронас [13]. На своем морском месторождении “S” в Восточной Малайзии, Петронас выбрало 2 горизонтальные скважины (14 добывающих скважин на месторождении) для установки данной системы. Мониторинг работы различных участков скважины и соответствующее регулирование притока позволило избежать прорывов воды, а также прорыва газа из газовой шапки.

В России на данный момент интеллектуальные системы заканчивания скважин используются следующими добывающими компаниями:

- “Салым Петролеум Девелопмент.Н.В.” На Салымской группе месторождений опытно-промышленная эксплуатация «умных скважин» началась в 2006 г. К настоящему времени данное оборудование установлено на 23 скважинах нефтепромысла. В данной компании считают, что технология «умных скважин» привлекательна с точки зрения экономики и экологии проекта, так как с ее внедрением уменьшается количество кустов скважин и объемы строительства внутрипромысловой инфраструктуры, а также соблюдаются требования законодательства в области охраны недр [14].
- “Сахалин Энерджи”. Компания внедрила интеллектуальные системы заканчивания скважин не только для добывающих, но и для нагнетательных скважин на платформах “Лунская-А” и “Пильтун-Астохская-Б” [15].
- «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть». Компания использует интеллектуальные системы заканчивания скважин в качестве перезаканчивания для борьбы с преждевременным прорывом газа из газовой шапки [16].

2.3 Выбор объекта для применения технологии на Ванкорском месторождении

Выбор объекта Ванкорского месторождения, определенного участка данного объекта и конкретной скважины для проведения опытно-промышленных работ по внедрению системы интеллектуального заканчивания скважины зависит от многих факторов, в том числе:

- геологические характеристики месторождения;
- степень расчлененности разреза и степень неоднородности фильтрационных характеристик пласта;
- расположение скважины относительно подгазовой зоны (если есть) и близость траектории скважины от ГНК, ВНК;
- возможные ограничения по методу эксплуатации, и многие другие.

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь

залежей. Для анализа применимости технологии, в данной выпускной работе были рассмотрены объекты Ванкорского месторождения с наибольшей вовлеченностью в разработку нефти: пласт Як-III-VII и пласты нижнехетской свиты (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

“Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале $-1657,4 \div -1632,1$ м. Площадь залежи $274,9$ км², ее общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от $1,2$ м до 45 м, составляя в среднем $17,3$ м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет $0,4$ м, максимальная достигает $22,2$ м, а в среднем по залежи – 9 м. Скважины, пробуренные в $2011-2012$ году, свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность, по сравнению с ожидаемой и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от $-2672,2$ до $-2646,0$ м. Площадь нефтегазоносности $329,45$ км², средняя общая толщина пласта $54,9$ м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от $0,7$ м до $18,5$ м, составляя в среднем $7,3$ м. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения.

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК составляет -2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале $-2766,27 \div -2748,2$ м с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности $290,3$ км², общая толщина пласта $72,83$ м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от $1,25$ м до $37,25$ м со средним значением по залежи $17,4$ м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от $1,2$ м до $41,6$ м со средним значением по залежи $13,9$ м. Характерной геологической

особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).” {“Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения” // ответственный исполнитель Штадлер Д.В. // 2013 [17]}

Для всех вышеперечисленных пластов характерно наличие газовой шапки. При этом для объекта Нх-I это связано с техногенными причинами – появление газовой шапки вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения в процессе разработки пласта. Для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV одной из проблем эксплуатации является прорыв газа из массивной газовой шапки в горизонтальные скважины, пробуренные в подгазовой зоне.

Также для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV проблемой является рост обводненности скважин. При этом для добывающих скважин пласта Як-III-VII прорывы воды происходят от нагнетательных скважин систем ППД. Для пласта Нх-III-IV отмечается обводнение нижней части нефтяного интервала, ввиду продвижения приконтурной воды в основную часть залежи по суперколлектору.

Таким образом, с точки зрения борьбы с прорывами воды и газа, основными кандидатами для проведения опытно-промышленных работ по внедрению интеллектуальных систем заканчивая являются скважины пластов Як-III-VII и Нх-III-IV, расположенных в подгазовой зоне.

Геологический анализ условий осадконакопления пласта Нх-III-IV показал, что “верхняя часть пласта Нх-IV представлена пачкой интервала улучшенной проницаемости (суперколлектора). Формирование пласта Нх-IV происходило в обстановке регрессирующего бассейна с увеличением гранулометрического профиля к кровле, что привело к улучшению коллекторских свойств в верхней части пласта. Отложения Нх-III накапливались в трансгрессивный цикл осадконакопления с отложением гранулометрически зрелых песчаников в подошве пласта.” {“Отчет подсчета запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения” // ответственной исполнитель Корнеев Д.А. // 2013 [18]}.

На рисунке 18 представлена зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV по лабораторным анализам керна. Наличие двух трендов зависимости проницаемости от пористости объясняется присутствием суперколлектора в пласте Нх III-IV. Как представлено на данном графике, проницаемость суперколлектора на два порядка больше, чем проницаемость в других интервалах. Анализ данных ПГИ по скважинам пласта Нх III-IV (рисунок 19) показывает, что охват работой перфорированного интервала или интервала фильтра напрямую зависит от мощности суперколлектора, через который проходит ствол скважины во вскрытом интервале, этим и объясняется достаточно большой разброс долей охвата толщины коллектора работой. Как видно из данного рисунка для многих скважин большая часть интервала скважины не работает, соответственно запасы данной области не вырабатываются.

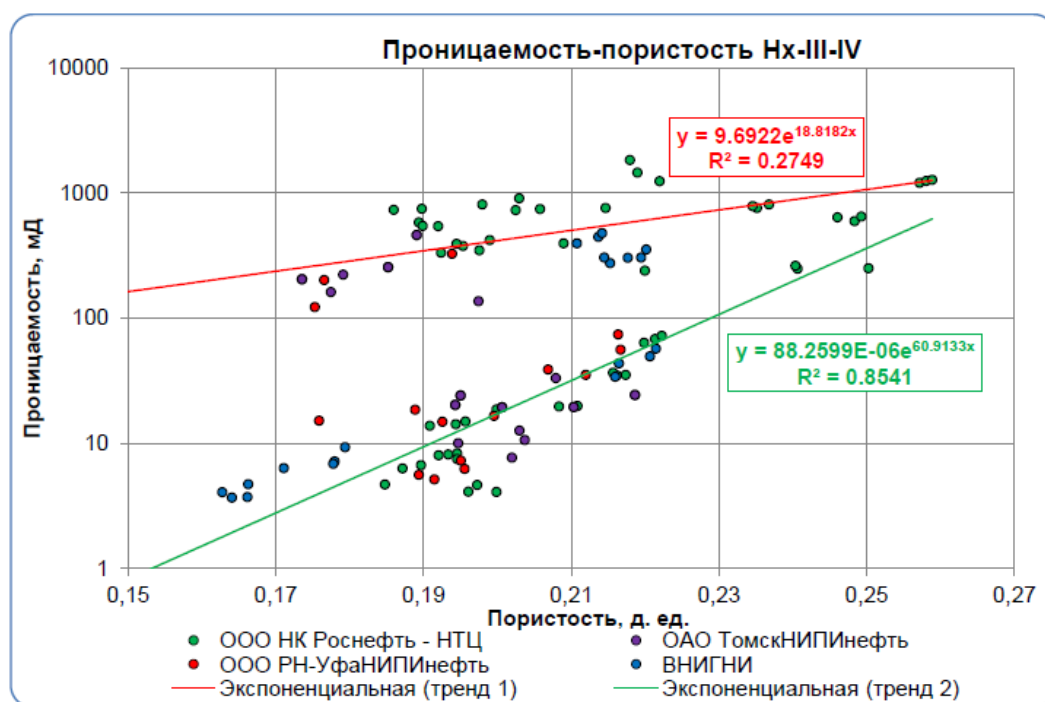


Рисунок 18- Зависимость проницаемости от пористости пласта Нх-III-IV

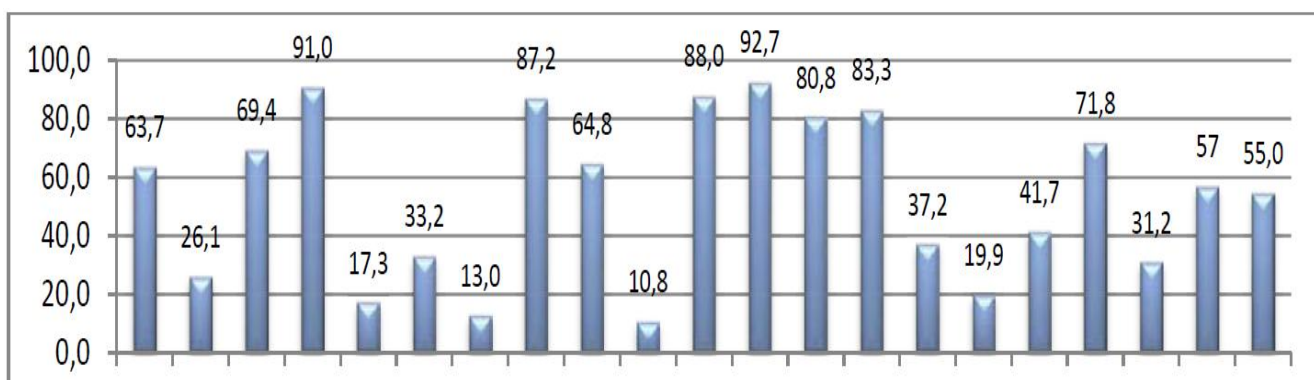


Рисунок 19- Статистика работающей длины фильтра по пласту Нх-III-IV в группе ГС

Можно сделать вывод что, использование технологии интеллектуального заканчивания для скважин пласта Нх III-IV может позволить выровнять профиль притока к скважине, а также позволит выработать запасы нефти из зон не суперколлектора. Это приведет к увеличению срока службы скважины, повысит коэффициент охвата и увеличит КИН.

3 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Обоснование эффективности технологии с помощью гидродинамического моделирования

Для обоснования эффективности технологии интеллектуального заканчивания скважин было проведено гидродинамическое моделирование на примере “гипотетической модели Ванкорского месторождения”. Для расчетов была вырезана секторная модель с рядом скважин добывающих и нагнетательных скважин. Расчеты заканчивания скважин в гидродинамической модели и моделирование процессов фильтрации проводилось с помощью гидродинамического симулятора «Eclipse 100» фирмы Шлюмберже [19]. На рисунке 20 представлена данная секторная модель (показана насыщенность по нефти и сетка скважин).

Размерность секторной модели - 6000 м X 6000м X 73 м, количество ячеек 306000 (размерность ячеек 100 X 100 X 0.86 метр).

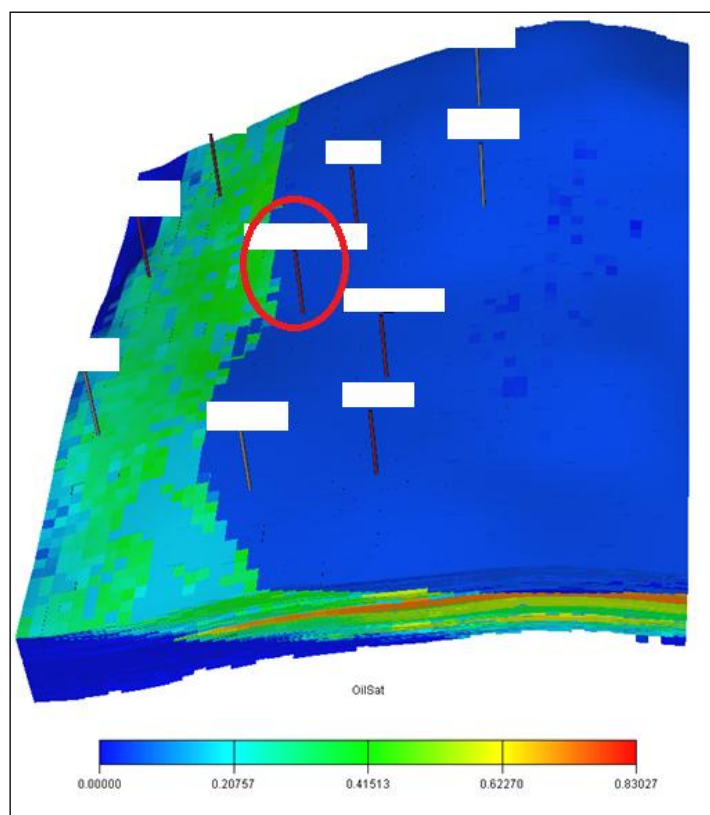


Рисунок 20- Секторная модель “гипотетического Ванкорского месторождения”

В Таблице 7 представлены физико-химические свойства пластовых флюидов и характеристики пласта Нх-III-IV, которые использовались при гидродинамическом моделировании

Таблица 7 - Геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV Ванкорского НГКМ

Параметры	НХ-III-IV
Начальное пластовое давление (на ГНК, ВНК), МПа	27,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,688
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,845
Абсолютная отметка ГНК, м	-2716
Абсолютная отметка ВНК, м	от -2748,2 до -2766,27
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,458
Содержание серы в нефти, %	0,1
Содержание парафина в нефти, %	3,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,1
Газосодержание, м ³ /т	211
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,51
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,007
Сжимаемость, 1/МПа*10 ⁻⁴	
- нефти	16,79
- воды	4,1

Для учета многофазной фильтрации в пористой среде учитывались влияния фазовых проницаемостей и насыщенностей (рисунок 21 и рисунок 22)

На рисунке 23 представлен разрез по проницаемости с траекторией скважины XXX, выбранной для моделирования присутствия интеллектуальной системы заканчивания скважины.

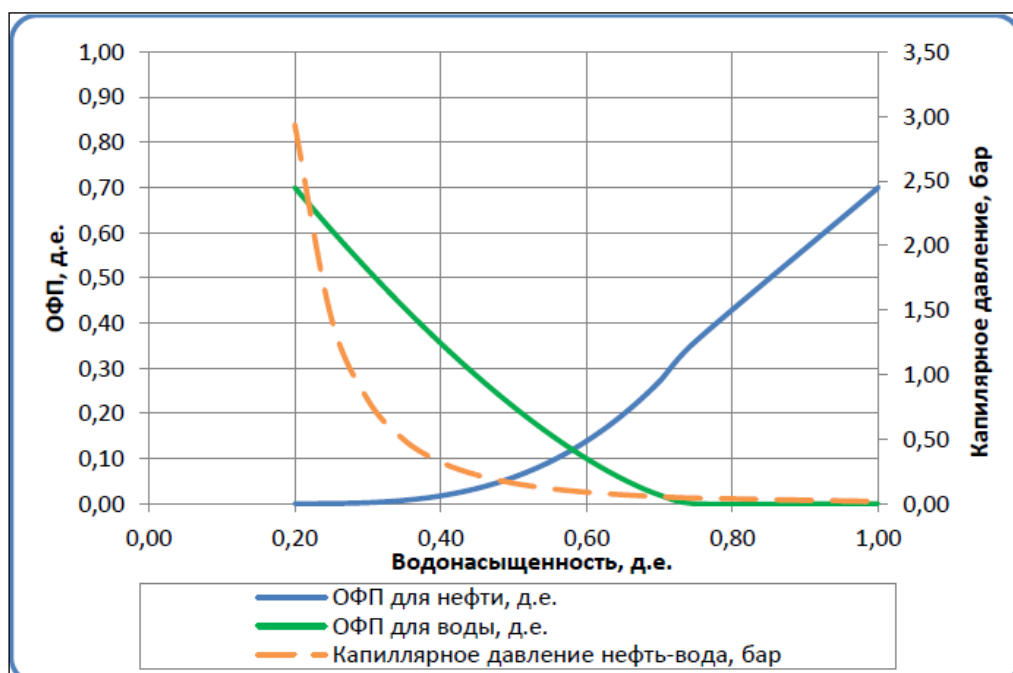


Рисунок 21- Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть-вода»
пластов Нх-III-IV

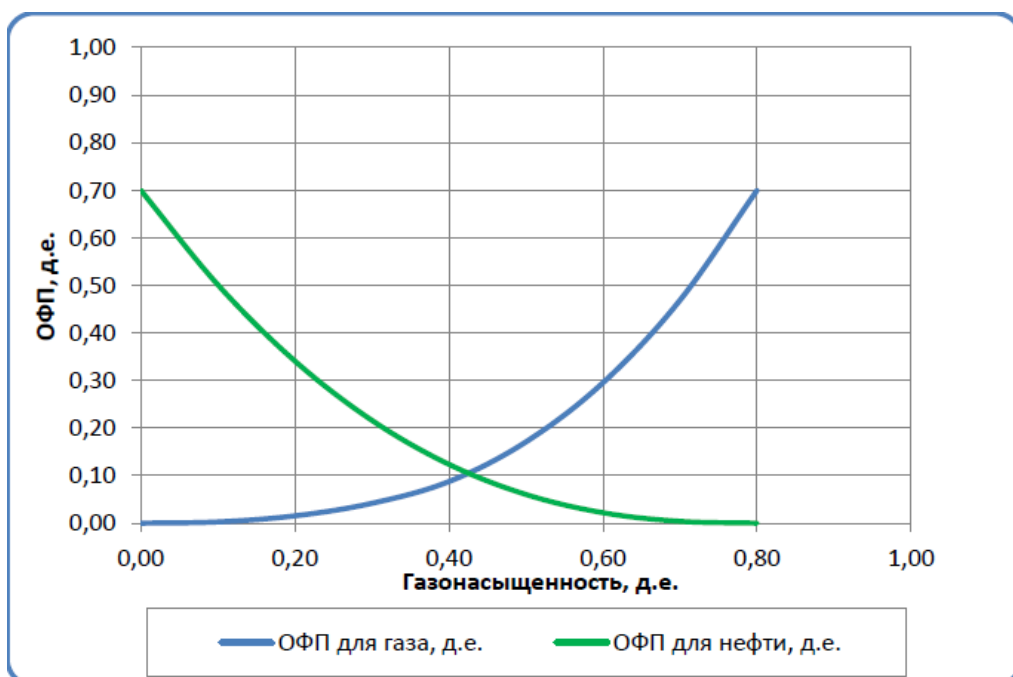


Рисунок 22- Относительные фазовые проницаемости в системе «нефть-газ»
пластов Нх-III-IV

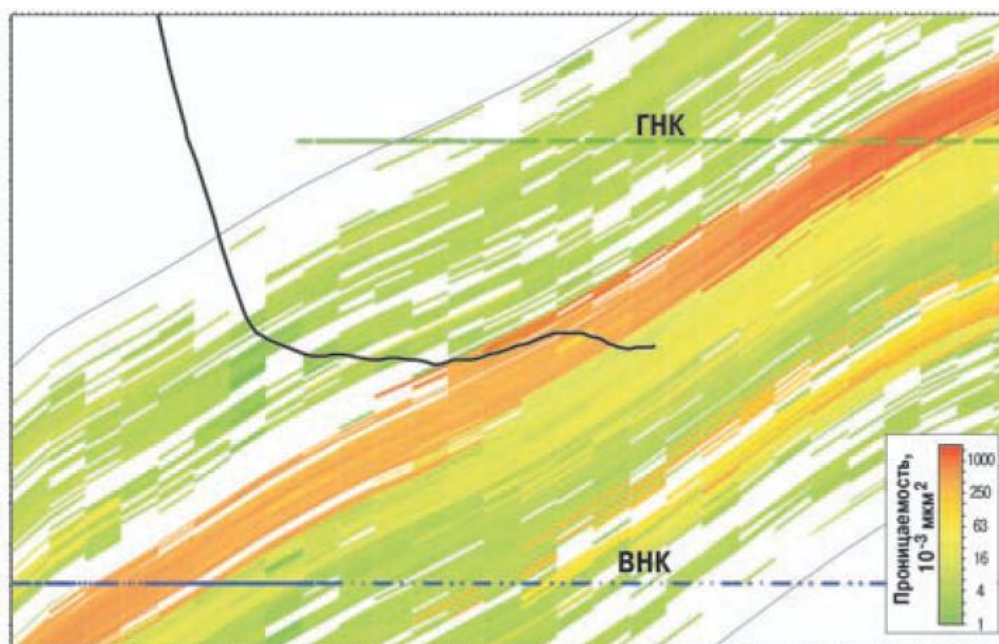


Рисунок 23- Разрез по проницаемости скважины XXX

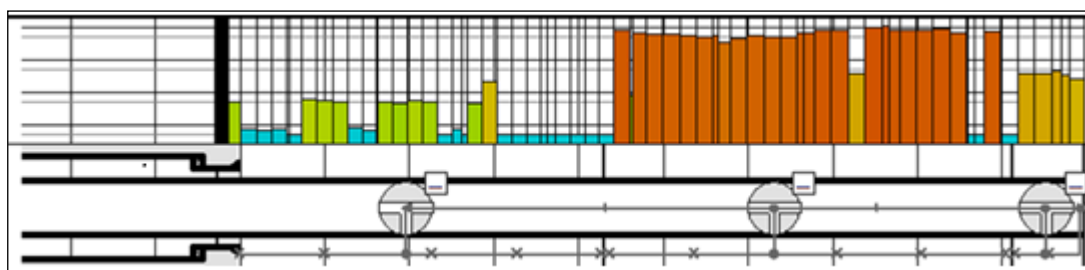


Рисунок 24- Моделирование интеллектуальной системы заканчивания в “Petrel RE”

На рисунке 25 представлена схема заканчивания скважины XXX построенная в предпроцессоре Petrel RE [20] (фирмы Шлюмберже). Скважина XXX была разбита заколонными пакерами на 3 зоны (вторая зона представляет собой интервал суперколлектора) и установлены забойные регулируемые клапана. Данная схема заканчивания скважины позволяет регулировать приток из 3-х зон с принципиально различными фильтрационно-емкостными свойствами. В случае обводнения скважины по какой либо из зон (например по суперколлектору), дистанционно уменьшается диаметр забойного клапана для данного интервала (тем самым снижая депрессию для данной зоны прорыва) с одновременным увеличением депрессии с целью выработки Нх3 и подошвы Нх4. Результаты гидродинамического моделирования для сравнения эффекта внедрения интеллектуальной системы заканчивания скважины показаны на

рисунке 25 и рисунке 26. За 15 лет работы скважины, за счет использования интеллектуальной системы заканчивания, удалось увеличить накопленную добычу нефти на более чем 165 000 м³ (прирост добычи по сравнению со стандартным заканчиванием противопесочными фильтрами составил более 15%). За этот же период времени, за счет ограничения притока воды из суперколлектора, удалось снизить на 42% по сравнению со стандартным заканчиванием.

Таким образом, результаты гидродинамического моделирования сектора “гипотетического Ванкорского месторождения” показали, что внедрение интеллектуальной системы заканчивания скважины на объекте Нх-III-IV “теоретически” позволит значительно увеличить добычу нефти (15% по результатам моделирования), за счет снижения добычи прорывной воды из суперколлектора (42 % по результатам моделирования).

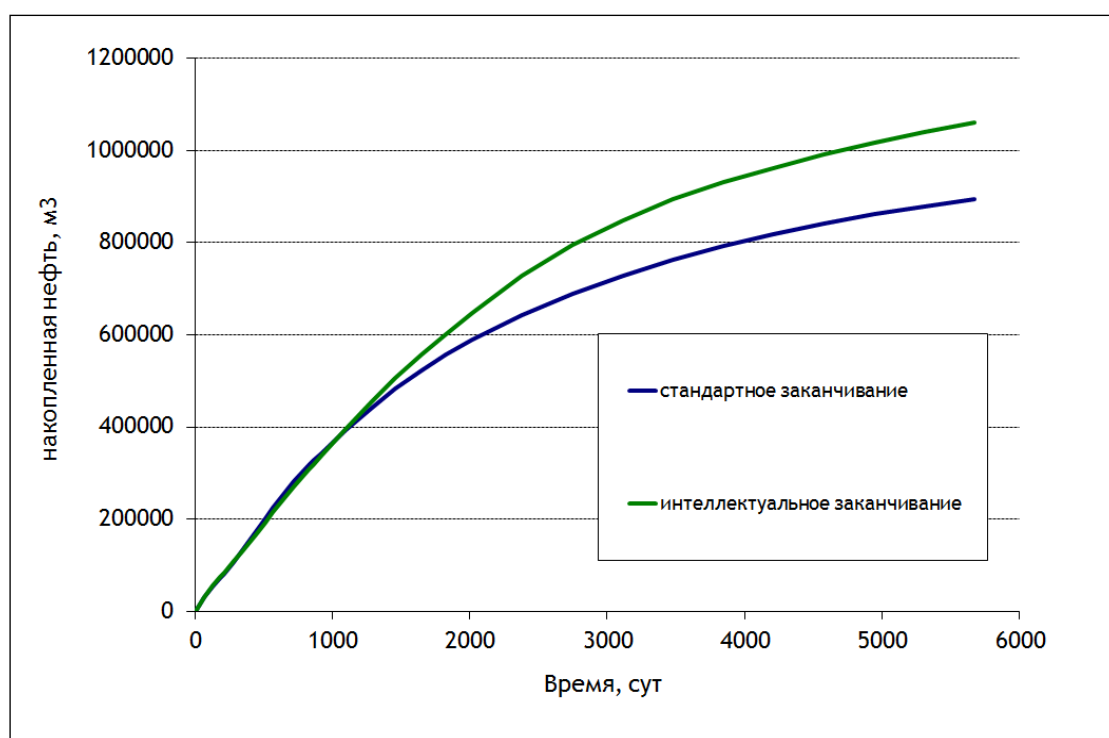


Рисунок 25- Результаты моделирования – сравнение накопленных показателей добычи нефти

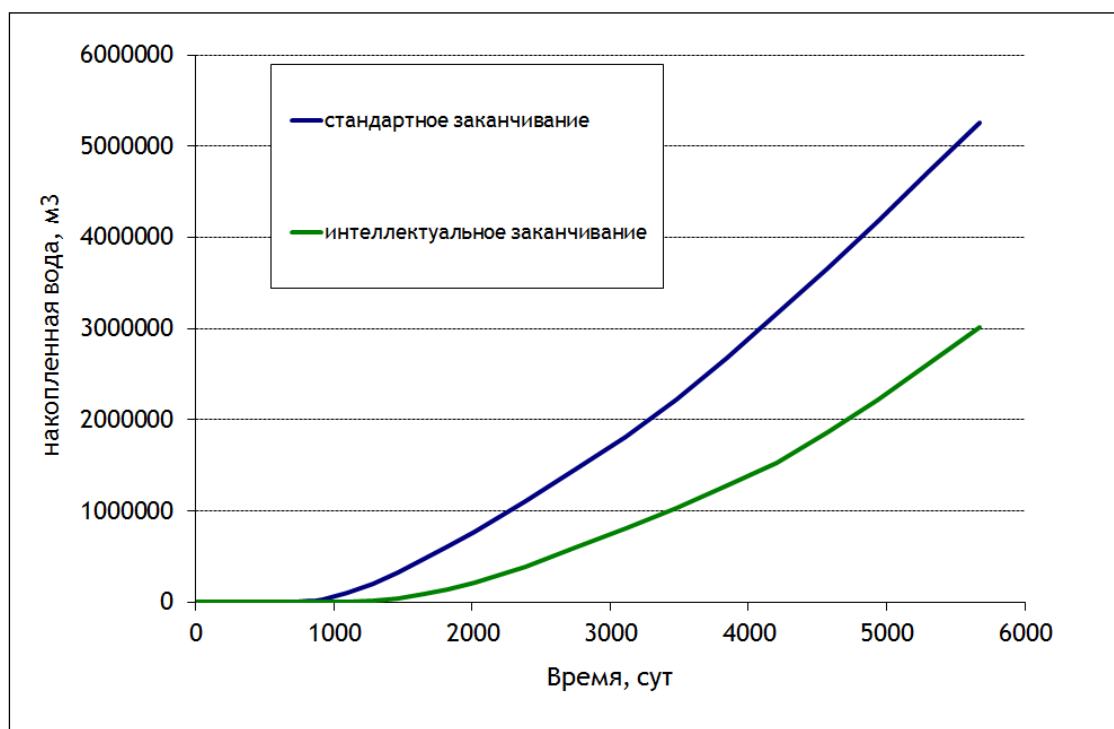


Рисунок 26- Результаты моделирования – сравнение накопленных показателей добычи нефти

3.2 Оценка возможных ограничений использования технологии интеллектуального заканчивания в условиях Ванкорского месторождения

Схема заканчивания типичной скважины пласта Нх-III-IV Ванкорского месторождения с использованием интеллектуальной системы заканчивания представлена на рисунке 27. Первичное заканчивание скважины состоит из эксплуатационной колонны 178 мм и хвостовика 114 мм (проволочные противопесочные фильтра и заколонные пакера), подвешенного с помощью пакера подвески 100 метров выше башмака эксплуатационной колонны. Заколонное пространство от точки входа в пласт до пакера подвески цементируется через пакер манжетного цементирования. Скважина разделена на 3 зоны с отделением зоны суперколлектора заколонными пакерами. Внутри вышеописанной компоновки спускается интеллектуальная система заканчивания, которая состоит из:

- НКТ 89 мм в вертикальной части скважины (до пакера подвески хвостовика);
- НКТ 73 мм для доставки оборудования интеллектуального заканчивания в горизонтальную часть скважины;

- Пакера – для разобщения зон;
- Клапаны - регулируемые с помощью гидравлических линий;
- Датчики Р&Т – датчики давления и температуры для мониторинга работы отдельных зон.

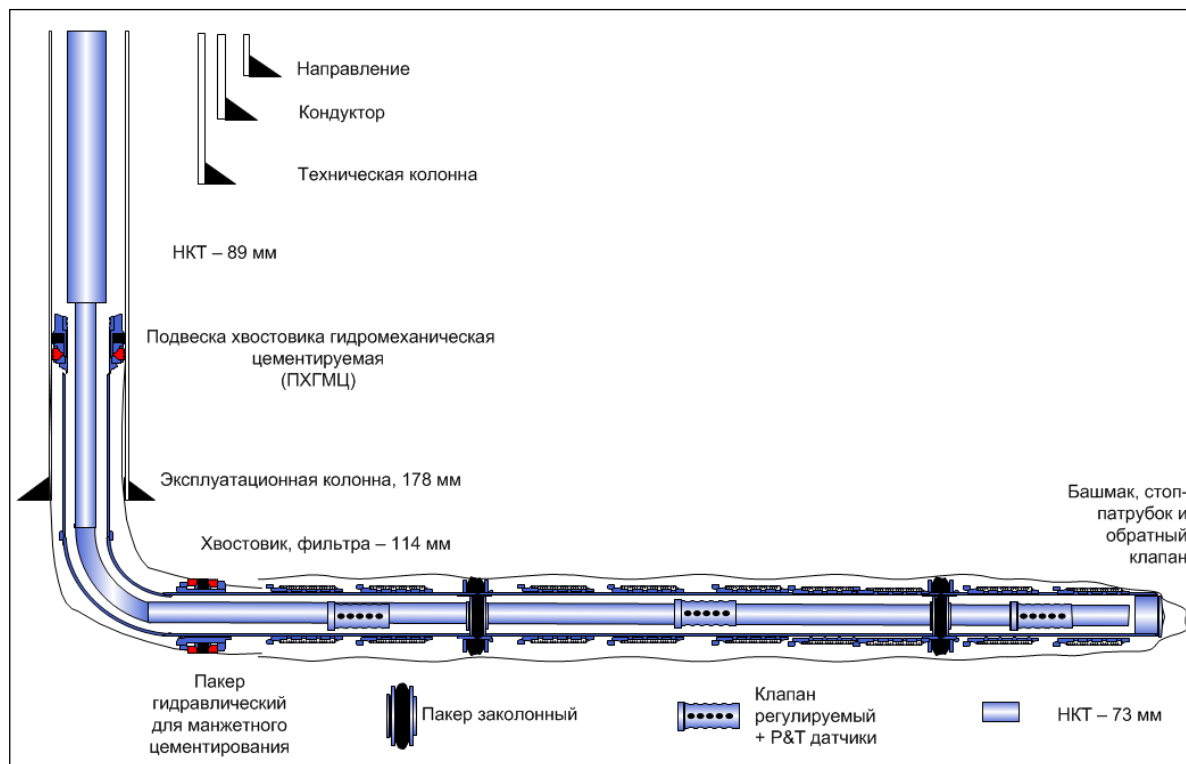


Рисунок 27- Схема скважины с использованием интеллектуальной системы заканчивания

Одним из узких вопросов по данной схеме заканчивания является “вынужденное” использование НКТ 73 мм для доставки оборудования в горизонтальную часть скважины. Так как используется хвостовик с противопесочными фильтрами 114 мм с внутренним диаметром 97 мм, то это вынуждает использовать НКТ малого диаметра. Для снижения потерь давления из-за трения предлагается выше пакера подвески перейти на НКТ 89 мм (рисунок 27).

Данная схема заканчивания требует оценки максимального расхода, который возможно использовать в этих условиях. На рисунке 28 представлена характеристика дебитов жидкости скважин Ванкорского месторождения на 01 января 2017 г. Как видно из данного графика, 86% дают скважины, работающие с расходом меньше 750 м³/сут., еще 7% процентов добычи обеспечивается

скважинами с дебитом по жидкости от 750 до 1000 м³/сут. Также есть определенное количество скважины с расходом превышающим 1000 м³/сут.

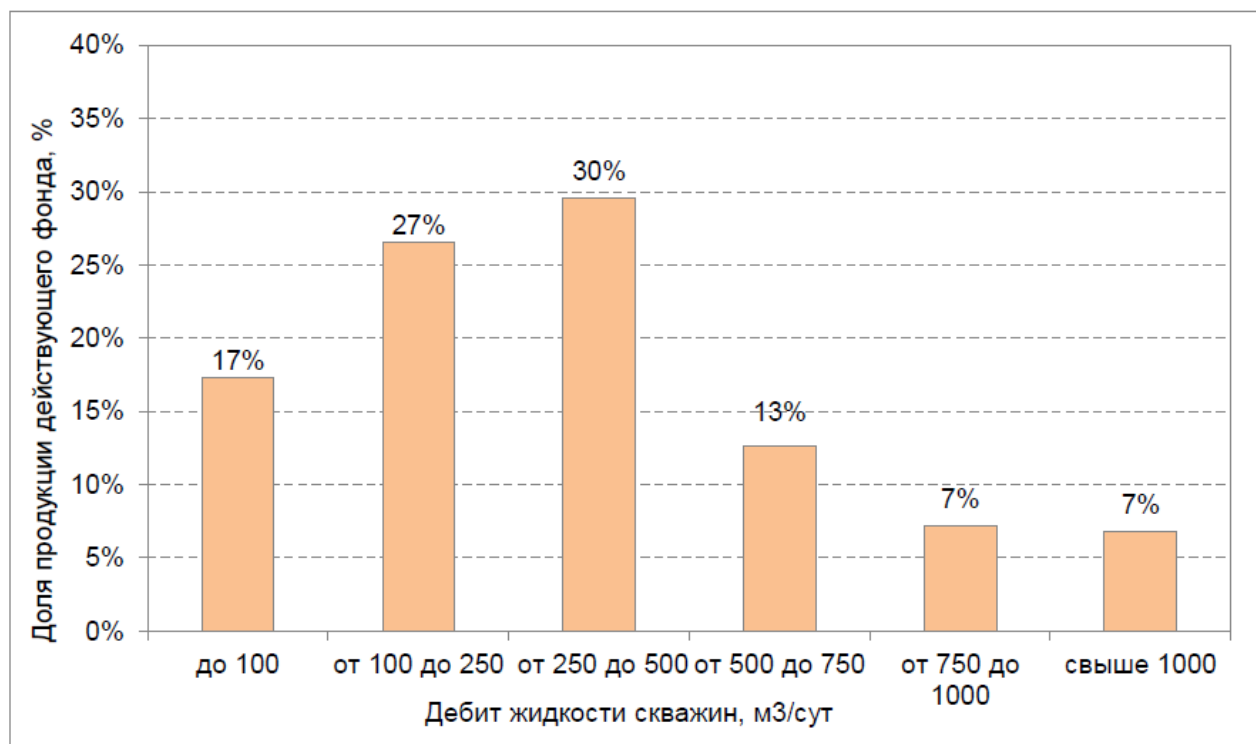


Рисунок 28- Характеристика дебитов жидкости скважин Ванкорского месторождения на 01 января 2017 г.

Для оценки потерь на трении в системе интеллектуального заканчивания, была построена модель скважины в программе узлового анализа “PipeSim” компании Шлюмберже [21]. Схема скважины, детали построения модели в программном комплексе “PipeSim”, а также параметры, используемые для вычисления продуктивности горизонтальной скважины представлены на рисунке 29.

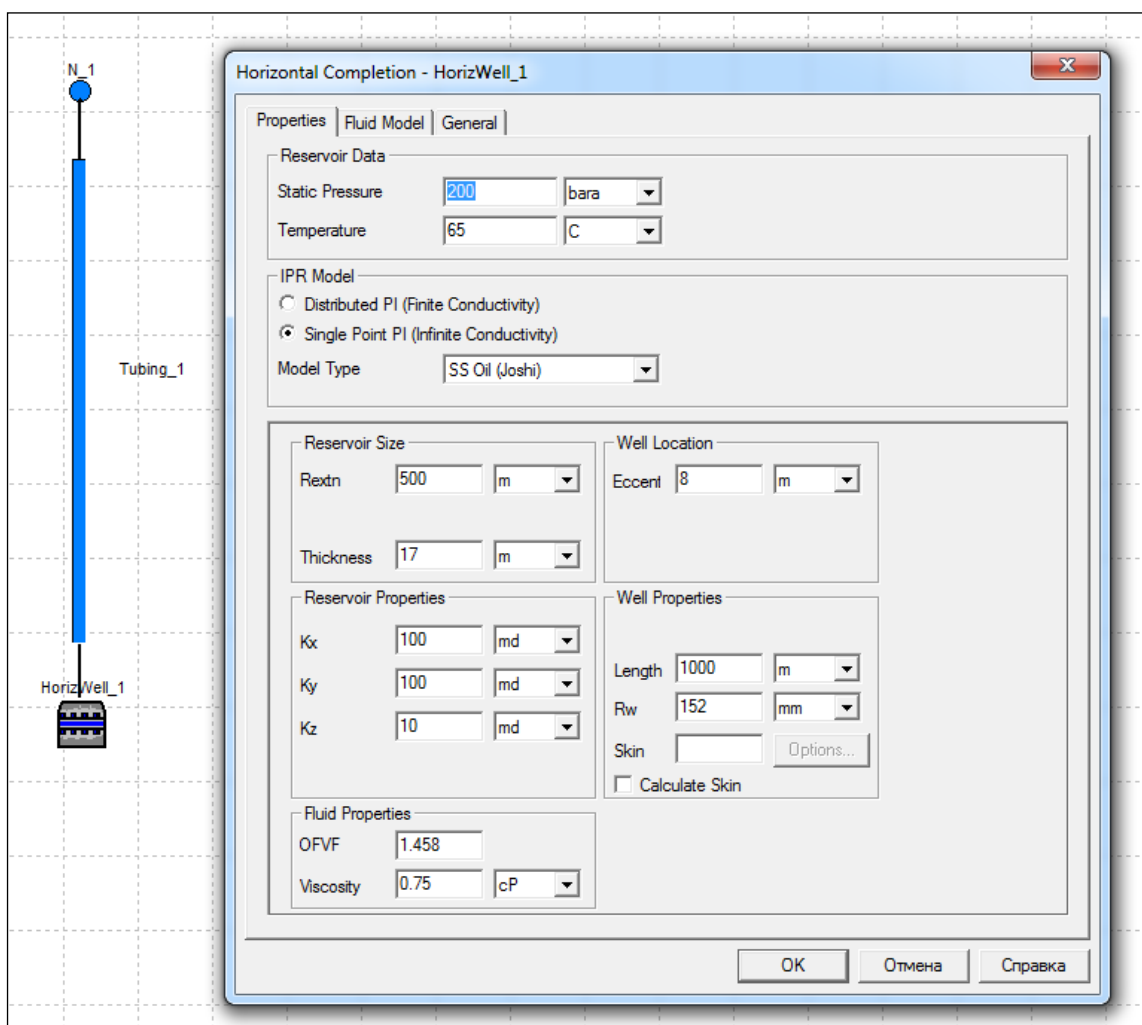


Рисунок 29- Построение модели заканчивания горизонтальной скважины в “PipeSim”

Был проведен анализ чувствительности системы в зависимости от расхода. Расход скважины варьировался от 100 м³/сут. до 1200 м³/сут. Результаты расчетов в “PipeSim” представлены на Рисунке 31. На данном графике представлены профили давления по стволу скважины в зависимости от расхода. Как видно из данного графика, при расходе 1000 м³/сут. и 1200 м³/сут., скважина не будет фонтанировать из-за значительных потерь на давлении. Результаты расчетов по оценке потерь на трении представлены в Таблице 8. Данные результаты показывают, что в условиях Ванкорского месторождения, для типичных скважин, интеллектуальную систему (в связи со снижением внутреннего диаметра) можно использовать для скважин с дебитом по жидкости до 700 м³/сут. В случае больших расходов, предлагается использовать эксплуатационную колонну и хвостовик большего размера.

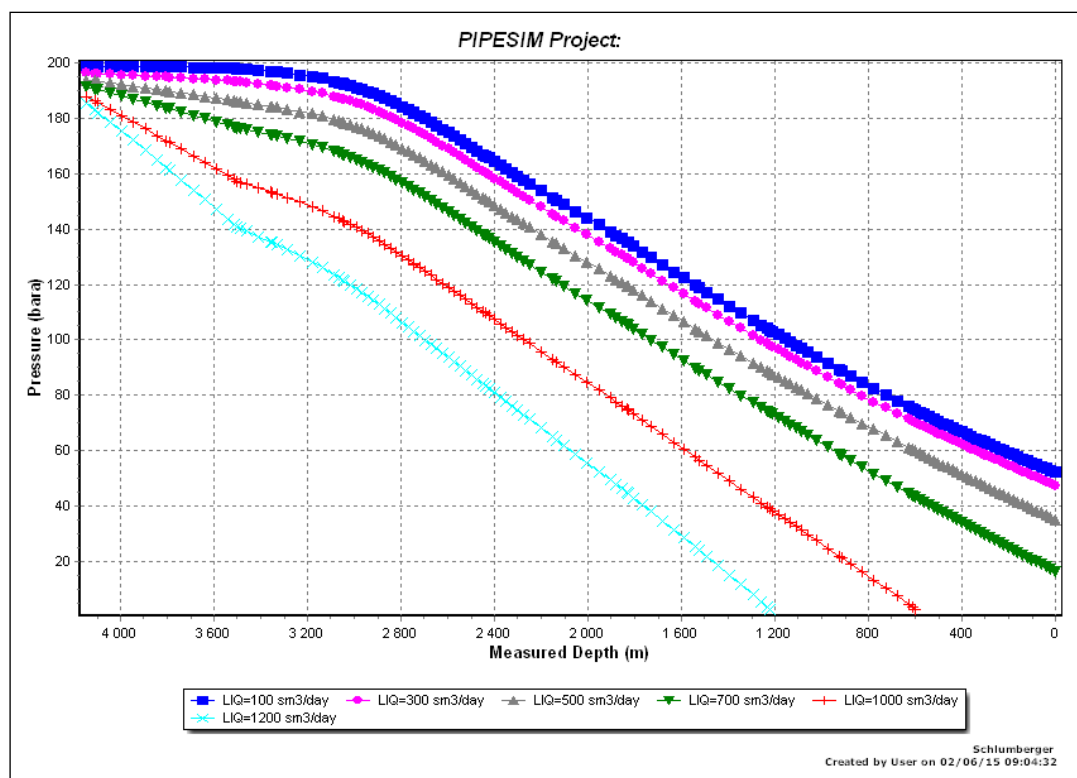


Рисунок 30- Результаты расчетов в “PipeSim”. Распределение давление по
стволу скважины

Таблица 8 – Результаты расчетов в “PipeSim”

Расход по жидкости, м3/сут	Давление на устье скважины, атм	Потери на трении по заканчиванию скважины, атм
100	52	1
300	47	9
500	35	25
700	16	49
1000	-	-
1200	-	-

3.3 Анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину объекта НХ-III-IV Ванкорского месторождения

Одним из важных моментов использования интеллектуального оборудования для заканчивания скважин является обязательная необходимость проводить инженерные расчеты по анализу возможности спуска оборудования до намеченной глубины. Целью проводимых расчетов является определение возможности спуска хвостовика до забоя без риска получения проблем при спуске (таких как заклинивание, посадки и др.), приводящих к дорогостоящим операциям по аварийному извлечению хвостовика. Такие проблемы могут возникать при недостаточной проработке спускаемой компоновки заканчивания, а также несоответствующей программе спуска заканчивания. Особенное внимание этому стоит уделить в случае сложной траектории скважины, наличия высоких коэффициентов трения, скважин с большим отходом от вертикали.

Моделирование спуска интеллектуального заканчивания скважины Ванкорского месторождения проведено в программном пакете «RuTAD» компании Сиант[22].

Траектория скважины ХХХ Ванкорского месторождения, представленная на рисунке 31, является горизонтальной с максимальным углом 92 градуса. Изменение зенитного угла ствола скважины приведено в Приложении на рисунке А.1. Изменение интенсивности искривления ствола скважины представлено в Приложении на рисунке А.2. Интенсивность искривления не превышает 2 градусов на 10 метров, что не превышает рекомендованный производителями предел для спуска оборудования заканчивания.

Такие параметры как внешний и внутренний диаметры, длина, а также погонный вес оборудования представлены на рисунке 32. При моделировании спуска компоновки заканчивания рассматривается вариант, когда ствол скважины заполнен буровым раствором плотностью 1100 кг/м³. Во время спуска идет доливка этого же раствора во внутреннее пространство

компоновки. Рассматриваются следующий вариант расчета: - коэффициент трения в обсадной колонне равный 0.3.

Программа производит расчет распределения силы натяжения и сжатия колонны по глубине. В случае превышения значений сил натяжения / сжатия на каких-либо участках предельно допустимых значений, определяемых профилем скважины, прочностными и геометрическими характеристиками элементов компоновки, возникает риск недоспуска. Также во время спуска крайне важным параметром является вес на крюке во время спуска, что позволяет отследить случай, если веса не будет достаточно, чтобы компоновка смогла дойти до забоя.

На рисунке 33 показаны результаты расчетов - вес на крюке (не учитывает вес крюка) во время спуска компоновки заканчивания до определенной глубины. Данный график показывает, что веса компоновки достаточно для спуска заканчивания до забоя при вышеописанных коэффициентах трения. Остаточный вес на крюке составляет порядка 22 тонн. Анализ потери устойчивости (потеря устойчивости приводит к высокому риску заклинивания оборудования и недоспуска компоновки) показывает, что при спуске компоновки заканчивания до забоя, потеря устойчивости (превышение сжимающей нагрузки допустимых пределов – синусоидального и / или геликоидального) не наблюдается (рисунок 34).

Таким образом компоновка интеллектуального заканчивания для скважины XXX Ванкорского месторождения с большей вероятностью доходит до намеченной глубины.

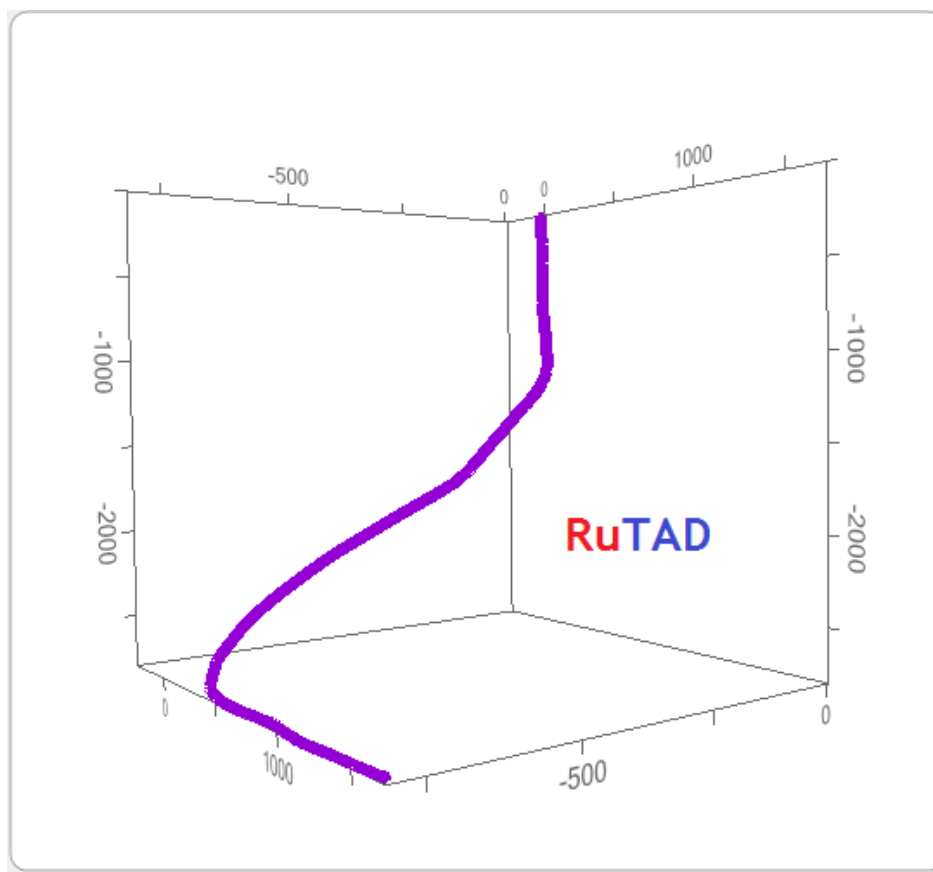


Рисунок 31- Траектория скважины XXX Ванкорского месторождения

Обсадная колонна / Открытый ствол										
	Тип	MD верх, м	MD низ, м	Внешний d, мм	Внутренний d, мм	Стенка, мм	Вес, кг/м	Плотность жидкости, кг/м3	Коэффициент трения	Комментарии
	Casing	0.00	3528	178	157	10.50	35	1100	0.3	178 mm Casing
	Casing	3 528.00	4628.3	133	96.8	18.10	22	1100	0.3	114 mm Liner
Трубы										
	MD верх, м	MD низ, м	Внешний d, мм	Внутренний d, мм	Стенка, мм	Вес, кг/м	Плотность жидкости, кг/м3	Комментарии		
	0.00	3500	89	73	8.00	15	1100	89 mm HKT		
	3 500.00	3778	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		
	3 778.00	3782	89	62	13.50	25	1100	ICV 1		
	3 782.00	3928	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		
	3 928.00	3932	92	62	15.00	27	1100	Packer 1		
	3 932.00	4128	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		
	4 128.00	4132	89	62	13.50	25	1100	ICV 2		
	4 132.00	4328	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		
	4 328.00	4332	92	62	15.00	27	1100	Packer 2		
	4 332.00	4478	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		
	4 478.00	4482	89	62	13.50	25	1100	ICV 3		
	4 482.00	4620	73	62	5.50	10	1100	73 mm HKT		

Рисунок 32- Параметры оборудования заканчивания для расчетов по спуску
КОМПОНОВКИ

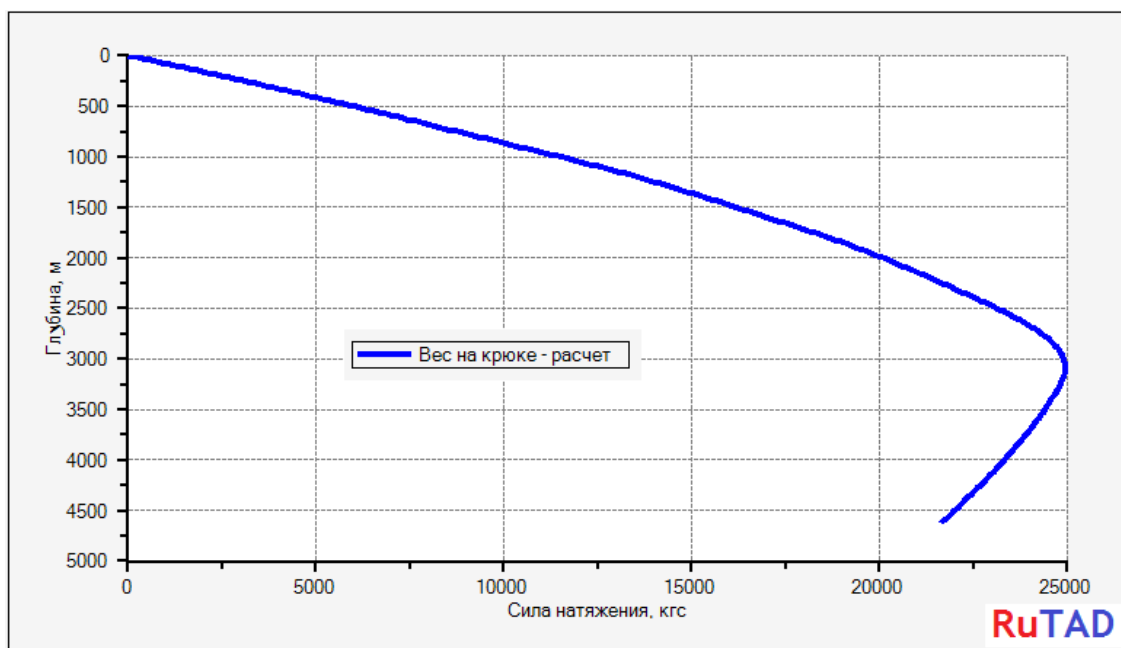


Рисунок 33- Вес на крюке (не учитывает вес крюка) во время спуска компоновки заканчивания до определенной глубины

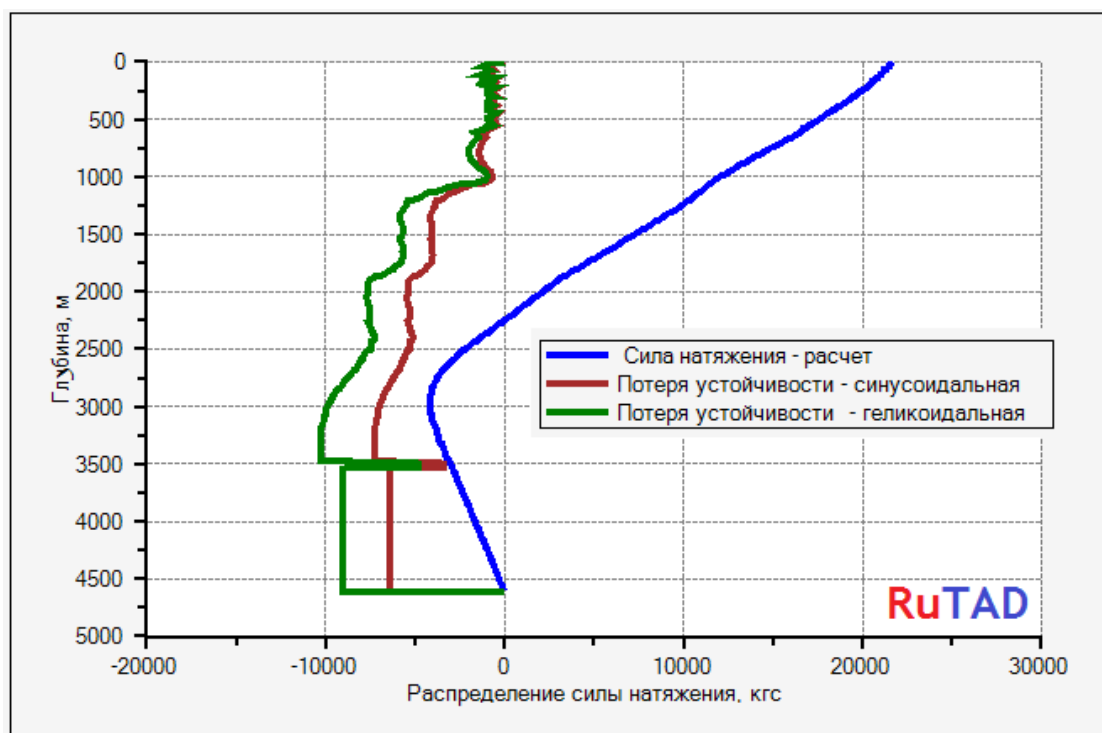


Рисунок 34- Определение интервалов потери устойчивости при полностью спущенной колонне

Следует отметить крайнюю важность подобного типа расчетов, поскольку предварительное моделирование помогает предсказать возможные проблемы со спуском, основываясь на данных по скважине, компоновке заканчивания, геологических данных.

В случае возникновения проблем при спуске, выявляемых с помощью вышеописанных расчетов, могут быть предприняты своевременные действия для их устранения, такие как изменение компоновки, использование более тяжелых труб (в частности УБТ, ТБТ), спуск «поплавковым способом» и т.д.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Матвееву Алексею Юрьевичу

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 геолого-геофизических исследований: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, обеспечивающих разработку месторождения в целом или по отдельному нефтепромысловому объекту
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе установки и монтажа оборудования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

	ТЕХНОЛОГИИ
Перечень графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Матвеев Алексей Юрьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Ведущие зарубежные нефтегазовые и нефтесервисные компании давно и успешно работают в направлении интеллектуального заканчивания скважин.

Всесторонний контроль параметров в процессе разработки, а также возможность регулирования работы отдельных интервалов без проведения КРС позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, повысить экономическую эффективность и безопасность производства. В последнее время в России все больше внимания уделяется интеллектуализации скважин. Приходит понимание преимуществ и экономической целесообразности оснащения скважин системами мониторинга и управления ими в режиме реального времени. Это важно для оперативного контроля и своевременного принятия решений по ГТМ, контроля и поддержания пластового давления, интерпретации данных гидродинамики с целью выявления геологических особенностей пласта на значительном удалении от скважины и уточнения запасов. Системы постоянного мониторинга повышают безопасность и снижают себестоимость, поскольку снимают необходимость периодически останавливать скважину для выполнения ГДИС манометрами, спускаемыми на проволоке или кабеле.

Интеллектуальное заканчивание скважины, как правило, включает в себя систему забойных датчиков и регулирующих клапанов, которые позволяют принять меры для оптимизации добычи или закачки. Регулирующие клапаны бывают двухпозиционные (работающие только в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ) или регулируемые (дрессельные клапаны) с возможностью работы на штуцерах разного размера, предоставляющий больше возможностей для управления зональным притоком или закачкой. Та же скважина помимо датчиков давления/температуры может иметь также расходомеры в каждой зоне и распределенные датчики температуры по стволу скважины. Оборудование мониторинга скважины обладает функцией передачи информации на поверхность в режиме реального времени без необходимости проведения внутрискважинных работ.

Следующим уровнем управления добычей является концепция “умной скважиной – умного месторождения”. В данной концепции должна быть обеспечена возможность аналитического управления как отдельной скважиной так и множеством скважин месторождения с использованием информации, полученной от забойных систем мониторинга. Заложенный в систему аналитический алгоритм должен задействовать систему задвижек, клапанов в том или ином направлении в ответ на приближение параметров добычи к определенному порогу или в ответ на прохождение этого порога. В более общем виде данная концепция подразумевает что некоторые или все скважины на месторождении, включая также и нагнетательные, передают данные о режиме работы: дебите или количеству закачиваемой жидкости, которые обрабатываются внутри математической модели этого месторождения в режиме реального времени. В свою очередь, технолог может в динамическом режиме регулировать дистанционно (без остановки скважины и проведения внутрискважинных работ) количество жидкости, закачиваемой в тот или иной пласт, или, например, перекрывать добычу из определенного интервала, если обводненность начинает повышаться. «Умные месторождения» – это инновационная технология, которая дает возможность передавать информацию с кустовой площадки на пункт управления в реальном времени. «Умное месторождение» – это максимум измерений и контроля, позволяющих оптимизировать работу всех промысловых объектов: скважин, коллекторов, трубопроводов и других наземных объектов, а также получения данных для формирования в модели. Впоследствии на основе этих моделей можно разработать оптимальную конфигурацию интегрированной системы добычи.

Концепция “умного месторождения” не рассматривается в данной выпускной работе. Темой выпускной работы является только система интеллектуального заканчивания скважин и анализ возможности ее применения в условиях Ванкорского месторождения.

Расчеты по статьям

Затраты на материалы

Система интеллектуального заканчивания скважин состоит из четырёх основных компонентов:

- многоканальный пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга);
- регулируемый забойный клапан с дистанционным управлением (стандартно устанавливают либо двухпозиционные либо многопозиционные регулируемые клапаны). Связь с поверхностью осуществляется с помощью гидравлических контрольных линий, либо посредством электрического кабеля. На данный момент гидравлическое соединение является наиболее распространенной технологией.
- средства мониторинга (датчики давления, температуры, или оптоволоконная система распределенного замера температуры). Некоторые производители устанавливают датчики давления и температуры как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания. Это дает возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны.
- наземная система сбора и обработки информации и управления.

Расчет затрат на материалы производим по следующей формуле:

$$З = N * Z, \text{ где:}$$

З-затраты на материалы.

Z-стоимость материалов.

N-количество материалов.

Таблица 9- Расчет затрат на материалы

Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Многоканальный пакер	шт.	3	800000	2400000
Регулирующий клапан	шт.	3	630000	1890000
Датчик давления	шт.	2	283000	566000
Датчик температуры	шт.	2	295000	590000
Система сбора и обработки информации	шт.	1	1500000	1500000
Итого:				6946000

Все затраты на материалы составили 6946000 рублей.

Амортизация материалов

Сумма амортизации рассчитывается исходя из среднегодовой стоимости оборудования и гарантийного срока службы, по формуле

$K = (1/n) * 100\%$ где,

K-норма амортизации

n-кол-во лет (срок службы)

$K = (1/5) * 100\% = 20\%$

Расчет затрат на амортизацию представлен в таблице 2.

Таблица 10-Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Стоимость, руб	Норма амортизации, %	Годовая сумма амортизации, руб
Регулирующий клапан	1890000	20	378000

Доставка оборудования

Доставка оборудования рассчитывается исходя из тарифа 1800 рублей за 1 кг, исходя из этого получаем затраты на доставку, представленные в таблице 3

Таблица 11-Расчет доставки оборудования

Наименование	Вес, кг	Кол-во, шт	Тариф, руб.	Итого, руб.
Многоканальный пакер	300	3	1800	1620000
Регулирующий клапан	60	3	1800	324000
Датчик давления	12	2	1800	43200
Датчик температуры	12	2	1800	43200
Система сбора и обработки информации	80	1	1800	144000
Итого				2174400

Расходы на заработную плату

Для монтажа данной установки требуются 4 инженера по сервису. Данная работа по монтажу, наладке и запуску в работу производится в течении 8 суток. При начислении заработной платы установлена премия за выполненную работу в размере-33%, районный коэффициент за работу в местности составляет 0,6, приравненной к Крайнему Северу, северная надбавка – 80%

Таблица 12-Расходы на заработную плату

Специальность	Кол-во чел.	Тарифная ставка, руб./ч	Кол-во часов	Кол-во дней	Сумма по тарифу	Сумма премии	РК+ СН	Всего затраты на зарплату, руб.
Инженер по сервису	4	238,34	11	8	83895,68	27685,57	156213,75	267795
Итого								267795,00

Отчисление на страховые взносы

Страховые взносы (СВ) 30%, распределяется следующим образом:

$$СВ = \frac{ФОТ * 30\%}{100\%} \text{ где:}$$

ФОТ - фонд оплаты труда.

30% - процент от фонда заработной платы.

$$СВ = \frac{267795 * 30}{100} = 80338,5 \text{ руб}$$

Составление сметы затрат на систему интеллектуального заканчивания

Таблица 13- Расчет сметы затрат на систему интеллектуального заканчивания

Наименование затрат	Сумма, руб
Материалы	6946000,00
Амортизация	378000,00
Доставка	2174400,00
Заработная плата	267795,00
Страховые взносы	80338,50
Итого:	9846533,50

Всего затраты на систему интеллектуального заканчивания составили 9846533,50 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Матвееву Алексею Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования-кустовые площадки Ванкорского месторождения (Красноярский край)
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Вредные факторы - Повышенный уровень шума и вибрации. - Неудовлетворительная освещенность. Опасные факторы - Механическое травмирование. - Давление. - Поражение электрическим током. - Взрывопожароопасность
2. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на - приземный слой атмосферы - поверхностные и подземные воды - почвенно-растительный покров - флора и фауна Комплекс мер по охране окружающей среды.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Анализ возможных ЧС при эксплуатации объекта. 2. Разработка мер по предупреждению ЧС. 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. Организация труда на рабочем месте.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Матвеев Алексей Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ООО «РН-Ванкор» является крупнейшим предприятием в сфере добычи нефти и газа Красноярского края и особо относится к решению вопросов промышленной безопасности, охраны труда сотрудников и экологическим нормам производства.

Так как работы по эксплуатации скважин проводятся непосредственно с участием оператора добычи нефти и газа, в данном разделе будет так же проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, условий труда и мероприятий, направленных на создание комфортных условий труда на рабочем месте оператора по добыче нефти и газа.

5.1 Основные вредные и опасные факторы производства

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [22] (таблица 14).

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Превышение уровней шума и вибрации. 3. Недостаточная освещенность. 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [23]. Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90[25]. Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81[26]. Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011[27]. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[28].

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Низкая температура окружающего воздуха

Ванкорский производственный участок относится к северной строительно-климатической зоне, по климатическому подрайону - 1Б [24]. Согласно классификации климатических регионов РФ, для климатического пояса 1Б средняя температура воздуха зимних месяцев составляет -41 °С, средняя скорость ветра 1,3 м/с, поэтому в целях защиты, обслуживающий персонал обеспечивается комплектом СИЗ для каждого времени года, в обязательном порядке содержащем в том числе:

- в теплое время года- хлопчатобумажные рукавицы, легкая хлопковая одежда, головной убор для защиты от солнечных лучей;
- в холодное время года- утепленные рукавицы, термобелье, утепленная верхняя одежда из ветронепродуваемого материала.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [23]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противושумные вкладыши.

Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения возгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения). Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной

из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны

соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др

5.2 Экологическая безопасность

В период эксплуатации скважин Ванкорского месторождения воздействию подвергаются следующие компоненты окружающей среды:

- приземный слой атмосферы (отсутствие системы организованного хранения отходов, сжигание попутного нефтяного газа в факелах, выпадение загрязняющих веществ в атмосферный воздух, при аварийных ситуациях);
- поверхностные и подземные воды (неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды, фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и других сооружений);
- почвенно-растительный покров (розливы нефтепродуктов на грунт).

Для того чтобы не нарушалась экологическая ситуация, решаются следующие задачи:

- предупреждение загрязнения недр, и в первую очередь, подземных вод хозяйственно-питьевого назначения и потенциально минеральных (бальнеологических) вод нефтью, промышленными стоками и вредными отходами, разлившимися на поверхности в аварийных ситуациях;
- недопущение проникновения флюидов из продуктивных пластов по заколонному пространству в пресные водоносные горизонты в процессе строительства и эксплуатации скважин;
- недопущение вредного влияния работ, связанных с использованием недрами, на сохранность запасов полезных ископаемых, а также эксплуатируемых и находящихся в консервации скважин;

- разработка и соблюдение технологий, обеспечивающих сохранение криолитозоны в естественном состоянии;
- недопущение развития негативных инженерно-геологических процессов.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу предусматривается:

- закачка большей части (90 %) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10 %) добытого газа для нужд собственного энерго и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов;

Для предотвращения аварийной ситуации в компании существует «План ликвидации аварий», содержащий порядок действия каждого ответственного лица, список лиц для оповещения и их телефоны, перечень требуемых технических средств и материалов. В планах ликвидации аварий учитывается возможный объем и тип разливаемой жидкости, указывать типы технических средств для борьбы с разливами, потребность в рабочей силе, организационные мероприятия, обеспечивающие эффективную ликвидацию больших и малых разливов.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

- природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -50°C); метели и снежные заносы.

- техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

Рассмотрим наиболее вероятный вид ЧС-возгорание рабочей зоны (пожар). Возгорание как правило происходит при несоблюдении работниками мер пожарной безопасности. Источником пожара на опасном производственном объекте в нефтяной промышленности является утечка паров углеводородов, значительно выше предельно допустимых концентраций, легковоспламеняющихся жидкостей, применение в конструкциях при строительстве объектов горючих материалов, нарушение правил безопасности эксплуатации электрических приборов и т.д.

Обеспечение взрывопожарной безопасности

- Система предотвращения пожаров предусматривает применение в проекте огнестойких и негорючих отделочных и теплоизоляционных веществ и материалов, снижение пожарной нагрузки путем введения ограничения по применению горючих материалов, при необходимости их огнезащиту, защиту пожароопасного оборудования, применение пожаробезопасного оборудования, выполнение мероприятий по исключению источников зажигания и т.п.

- Система противопожарной защиты предусматривает огнестойкое строительство и устройство противопожарных преград, обеспечение сооружений необходимыми путями и средствами эвакуации, внедрение автоматических систем обнаружения и тушения пожаров, применение средств коллективной и индивидуальной защиты и другие мероприятия.

- Система оповещения о пожаре и управления эвакуацией людей предусматривает наличие световых и звуковых средств тревожной сигнализации. К организационно-техническим мероприятиям относятся: организация пожарной охраны (добровольной пожарной дружины), организация обучения правилам пожарной безопасности обслуживающего

персонала, разработка необходимых памяток, инструкций, приказов о порядке проведения огнеопасных работ, соблюдении противопожарного режима, действиях в случае возникновения пожара, ответственных лицах, разработка и отработка планов эвакуации людей на случай пожара и планов ликвидации аварий, взаимодействии обслуживающего персонала и личного состава пожарной охраны при тушении пожаров и т.п. В процессе строительства объекта производится контроль за соблюдением требований норм и правил пожарной безопасности как должностными лицами Государственного строительного надзора, так и ответственными лицами подрядной организации, осуществляющей строительство. В целях своевременного обнаружения возможных очагов пожара, помещения объекта строительства оборудованы автоматическими установками пожарной сигнализации, системой оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Согласно технологическому процессу, эксплуатация объекта строительства предполагает сменное пребывание персонала.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по интеллектуальному закачиванию скважин проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [22]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

При производстве труда работнику должны быть выделены специальная одежда и обувь, предоставлено рабочее место, оборудованное необходимым инструментом и приспособлениями, средства индивидуальной защиты. Рабочее место (помещение) должно быть оборудовано вентиляционными системами и средствами пожаротушения.

При производстве работ планировка рабочего места оператора по добыче нефти и газа должна обеспечивать безопасность труда, минимизацию движений и оперативную эвакуацию при аварийных ситуациях.

При организации рабочих мест операторов, а так же во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи. Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены (освещение должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении). Расстояние между отдельными механизмами должно быть не менее 1 м., а ширина рабочих проходов- 0,75 м. Объекты, для обслуживания которых требуется подъем рабочего на высоту до 0,75м., оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75м- лестницами с перилами.

Вывод

В данном разделе рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса

проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Источники информации:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» //
2. «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» // РД-39-009-90
3. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40
4. Brekke K., Lien S.C.: “New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone” // SPE Drilling and Completion. – 1994. –V.9. –P. 205-209.
5. M. Chertenkov, Lukoil; S.V. Deliya , D.A. Semikin, G.A. Brown, A. Bayanova, E. Kanevsky, M. Nukhaev, A. Shapovalov, Y. Pormeyster: "Gas Breakthrough Detection and Production Monitoring From ICD Screen Completion on Lukoil's Korchagina Field Using Permanently Installed Distributed Temperature Sensors" // SPE 159581, 2012
6. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
7. Антоненко Д.А., Амирян С.Л., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И.: “Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах” // Нефтяное хозяйство // 2007 #11
8. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11
9. http://halliburton.ru/services/hct/well_completions/intelligent/
10. http://www.slb.com/services/completions/intelligent/intellizone_modular_zone_l_management_system.aspx
11. Glandt, Carlos A., Shell International E&P: “Reservoir Aspects of Smart Wells” // SPE paper 81107 // 2003

- 12.Haugen V et al: “Subsea Smart Multilateral Wells Increase Reserves at Gullfaks South Statfjord” // SPE paper 95721 // 2006
- 13.Jiun Horng Chris Chen , Mohd Azrul Nuriyadi et al: “Implementation of Next Generation Intelligent Downhole Production Control in Multiple-dipping Sandstone Reservoirs, Offshore East Malaysia” // SPE paper 145854 // 2011
- 14.<http://salympetroleum.ru/technologies/production/smartwells/>
- 15.<http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/history.wbp>
- 16.<http://www.nvn.lukoil.com/main/default.asp>
- 17.“Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения”, ответственный исполнитель Штадлер Д.В, 2013
- 18.“Отчет подсчета запасов и ТЭО КИН Ванкорского месторождения”, ответственный исполнитель Корнеев Д.А., 2013
- 19.<http://sis.slb.ru/sis/ECLIPSE/>
- 20.<http://sis.slb.ru/sis/item106/>
- 21.<http://sis.slb.ru/sis/pipesim/>
- 22.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 23.ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
- 24.СП 131.13330.2012 Строительная климатология
- 25.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.
- 26.ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
- 27.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
- 28.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

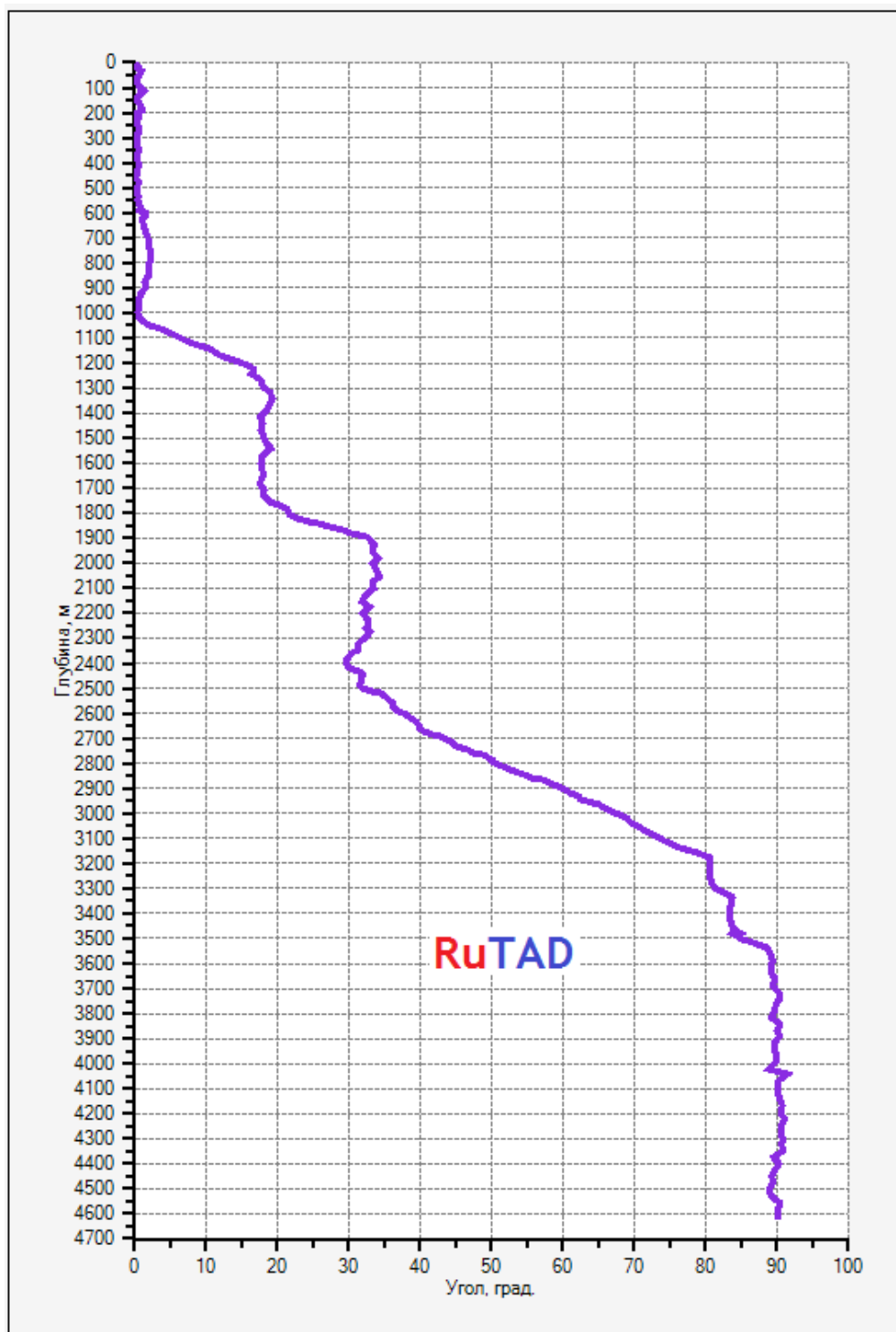


Рисунок 1 - Зенитный угол ствола скважины XXX Ванкорского месторождения

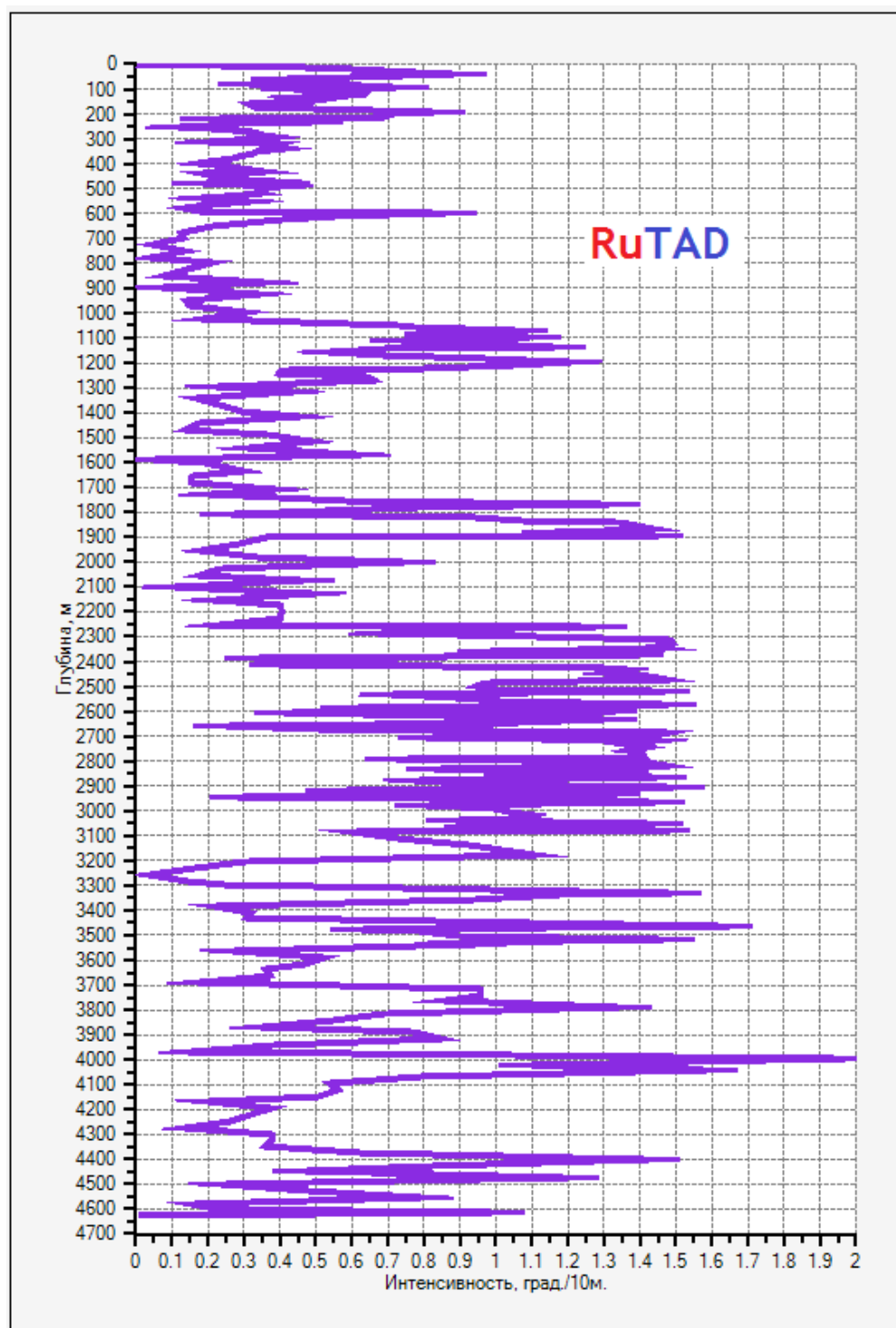


Рисунок 2 - Интенсивность кривизны ствола скважины XXX Ванкорского месторождения

Таблица 1 - Основные показатели состояния разработки Ванкорского месторождения

Показатели	На 01.01.2018г				На 01.01.2019г			
	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Итого
Годовая добыча нефти, тыс. т	10990,0	2220,8	1379,7	145901	11033	1767,8	1216	14017
в т.ч. ФОН	22,9	397,3	0	420,2	0,059	154,3	0	154,3
ЭЦН	10967,1	1823,5	1379,7	14170	11033,6	1613,6	1216	13863
Годовая добыча жидкости, тыс. т	48375,2	5952,8	4487,3	58815	52537,	5958,1	5362	63858
в т.ч. ФОН	28,5	544,8	0	573,3	1,9	274,7	0,000	276,6
ЭЦН	48346,7	5408,5	4487,3	58242	52535,9	5683,4	5362	63581
Накопленная добыча нефти, тыс.т	91812,1	30618	9828,2	132258	102845	32510	11044	146400
в т.ч. ФОН	137,4	3086,1	54,1	3277,6	137,5	3240,4	54,1	3432
ЭЦН	86810,2	20053	6744,3	113608	95620,6	21286	7719	124626
в т.ч. из нагнетательных скважин	4864,5	7478,7	3029,8	15373	7087,6	7984,1	3271	18342
% добычи нефти по пласту от общей добычи	69	23	8	100,0	70	22,2	7,8	100,0
в т.ч. ФОН	4,2	94,1	1,7	14,1	4	94,4	1,6	14,9
ЭЦН	76,4	17,7	5,9	85,9	76,7	17	6,3	85,1
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	217196,5	43698	17182	278077	269734	49983	22544	342262
в т.ч. ФОН	140,2	4111,6	54,3	4306,1	142,1	4386,3	54,3	4582
ЭЦН	204632,5	30821	13852	249306	248314	35326	18408	302049
в т.ч. из	12423,8	8764,7	3275,	24464	21278,1	10270	4081	35629

нагнетательных скважин			9					
% добычи жидкости по пласту от общей добычи	78	15,7	6,3	100,0	78,8	14,6	6,6	100,0
в т.ч. ФОН	3,2	95,5	1,3	1,5	3,1	95,7	1,2	1,3
ЭЦН	82	12,4	5,6	98,5	82,2	11,7	6,1	98,7
Годовая закачка воды, тыс. м ³	47214	9311,5	5453,8	61979	49382,7	12764	6561	68708
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	205032,7	39596	18814	263444	254415	52361	25375	332152,6
Обводненность годовая, %	77,2	62,7	69,2	75,2	79	70,3	77,3	78
в т.ч. ФОН	19,6	27	0	26,7	47,9	43,8	0,0	44,2
ЭЦН	77,3	66,2	69,3	75,6	79	71,6	77,3	78,2
Средний дебит нефти, т/сут	28204	5016,3	3533,8	36754	28932,3	5134,7	3282	37349
в т.ч. ФОН	0	774	0	774	0	275,5	0	275,5
ЭЦН	28204	4242,3	3533,8	35980	28932,3	4859,2	3282	37073
Средний дебит жидкости, т/сут	129272,5	15575	13126	157974	161549	21286	18065	200902,2
в т.ч. ФОН	0	1218,7	0	1218,7	0	588,4	0	588,4
ЭЦН	129272,5	14357	13126	156755	161549	20698	18065	200313,8
Средняя приемистость нагнет. скв., м ³ /сут	1672,0	1026,6	420,5	1239,1	1601,7	1279,7	486,1	1295
Действующий фонд добывающих скважин	299	86	66	451	311	94	64	469
Действующий фонд нагнетательных скважин	89	37	37	163	94	35	37	166
Добыча газа, млн.м ³	653,9	409,7	153,3	1216,9	657,8	326,8	133,7	1118
Добыча газа с начала разработки, млн.м ³	5568,7	6311,0	2205,0	14084	6226,4	6664,1	2338	15229

Таблица 2 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2019г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты					
		Нс	Дл-I-III	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Итого
Фонд добывающих скважин	Пробурено	0	0	272	58	81	411
	В том числе:						
	Действующие	0	0	253	54	75	382
	из них: фонтанные	0	0	0	0	3	3
	ЭЦН	0	0	253	54	72	379
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	0	0	15	2	3	20
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	1	0	0	1
	Наблюдательные	0	0	0	2	3	5
	Переведены под закачку	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	1	0	0	1
	Ликвидированные	0	0	2	0	0	2
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	0	0	92	36	33	161
	В том числе:						
	Под закачкой	0	0	87	36	32	155
	Бездействующие	0	0	5	0	1	6
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	В отработке на нефть	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд	Пробурено	0	22	0	0	0	22

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты					
		Нс	Дл-I-III	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV	Итого
газовых скважин	В том числе:						
	Действующие	0	22	0	0	0	22
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	0	0	0
	Переведены на др. горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	22	76	0	0	0	98
	Действующие	14	55	0	0	0	69
	Бездействующие	6	12	0	0	0	18
	В консервации	2	8	0	0	0	10
	В ожидании ликвидации	0	1	0	0	0	1
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0