

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ
СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-
ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____ профессор, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ А.А. Соха
подпись, дата

Консультант
Безопасность и экологичность _____ С.Н. Масаев
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« _____ » _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Соха Алексей Алексеевич

Группа ЗНБ 16-04Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Повышение эффективности работы добывающих скважин с использованием технологии интеллектуального заканчивания на примере Юрубчено-Тохомского месторождения

Утверждена приказом по университету № 6236/с от 13 мая 2021 г.

Руководитель ВКР М.Т. Нухаев, профессор, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Юрубчено-Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Технология интеллектуального заканчивания для повышения эффективности разработки нефтяных оторочек;
4. Безопасность и экологичность производства.

Руководитель

подпись

М.Т. Нухаев

Задание принял к исполнению

подпись

А.А. Соха

« ____ » _____ 2021 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Повышение эффективности работы добывающих скважин с использованием технологии интеллектуального заканчивания на примере Юрубчено-Тохомского месторождения» содержит 81 страницу текстового документа, 21 рисунок, 20 таблиц, 30 источников литературы.

СКВАЖИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ, СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА

Объектом исследования являются анализ возможного применения интеллектуальных систем заканчивания для условий Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель работы – оценка и выбор оптимального способа заканчивания скважин для условий Юрубчено-Тохомского месторождения.

В работе приведены сведения о геолого–физической характеристике Юрубчено-Тохомского месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

В процессе работы проводился анализ основных осложняющих факторов эксплуатации в условиях Юрубчено-Тохомского месторождения.

В работе предложено использование интеллектуальных систем заканчивания для условий Юрубчено-Тохомского месторождения, которые позволяют экономически эффективно эксплуатировать скважины месторождения даже в условиях большого количества осложняющих факторов.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение..... | 8 |
| 1 Геолого-физическая характеристика месторождения..... | 9 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении..... | 9 |
| 1.2 Стратиграфия..... | 11 |
| 1.3 Тектоника..... | 13 |
| 1.4 Нефтегазоносность..... | 15 |
| 1.5 Коллекторские свойства пластов..... | 19 |
| 1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов | 21 |
| 1.7 Физико-химические свойства нефти и газа..... | 22 |
| 1.8 Запасы нефти, газа и конденсата..... | 26 |
| 2 Технологическая часть..... | 28 |
| 2.1 Текущее состояние разработки месторождения..... | 28 |
| 2.2 Анализ текущего состояния разработки Юрубченской залежи..... | 31 |
| 2.3 Анализ выработки запасов..... | 30 |
| 2.4 Рекомендуемая технология воздействия на пласт..... | 34 |
| 2.5 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского месторождения | 38 |
| 2.6 Анализ фонда скважин..... | 45 |
| 3 Технология интеллектуального заканчивания для повышения эффективности разработки нефтяных оторочек..... | 47 |
| 3.1 Текущая схема заканчивания скважин..... | 47 |
| 3.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин..... | 56 |
| 3.3 Российская технология интеллектуального заканчивания скважин..... | 57 |
| 3.4 Анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину Юрубчено-Тохомского месторождения. | 63 |
| 4 Безопасность и экологичность производства..... | 68 |
| 4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ..... | 68 |
| 4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ..... | 73 |

| | |
|--|----|
| 4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования..... | 74 |
| 4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса | 75 |
| 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности | 73 |
| 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях | 75 |
| 4.7 Экологичность проекта..... | 76 |
| Заключение | 77 |
| Список сокращений | 78 |
| Список использованных источников | 79 |

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение добычи нефти в России в настоящее время и на ближайшую перспективу в числе прочих факторов связано с вводом в эксплуатацию месторождений с контактными запасами. Нефтегазовые компании в основном осуществляют разработку подобных месторождений с использованием систем горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины позволяют увеличить площадь контакта продуктивной части пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месту рождения. Основную проблему при дренировании таких залежей представляют собой прорывы свободного газа в ствол скважин по зонам повышенной проницаемости, в том числе – как следствие неравномерного распределения рабочей депрессии. Нефтедобывающие компании решают вышеописанные проблемы в том числе и с помощью оптимизации технологий заканчивания скважин.

Дипломная работа посвящена анализу возможности использования интеллектуальных систем заканчивания для условий Юрубчено-Тохомского месторождения, которые позволяют экономически эффективно эксплуатировать скважины месторождения даже в условиях большого количества осложняющих факторов.

1 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены. [1, 2]

Юрубченский блок (лицензионный участок) представляет собой западную часть Юрубчено-Тохомской зоны и находится в юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья – между реками Ангара и Подкаменная Тунгуска, административно в пределах Байкитского района Эвенкийского муниципального района Российской Федерации (Красноярский Край).

Юрубченский блок имеет следующие географические границы (координаты угловых точек), которые представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географические границы ЮТМ

| Угловая точка | Координаты угловой точки |
|------------------------------|--------------------------|
| 1 | 60° 42' СШ*, 95 30' ВД** |
| 2 | 60° 42' СШ, 97° 21' ВД |
| 3 | 59° 58' СШ, 97° 21' ВД |
| 4 | 60° 6' СШ, 95° 30' ВД |
| * – Северная Широта (СШ). | |
| ** – Восточная долгота (ВД). | |

ЮТМ расположено в 145 км южнее поселка Байкит. Ближайшими населенными пунктами в районе являются поселки Байкит и Куюмба.

Основной транспортной артерией является река Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для

малотоннажных судов с осадкой до 1,5 м. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Куюмба – 1551 км.

Доставка грузов в зимнее время с декабря по апрель осуществляется по зимним автотракторным дорогам, а также от поселка Богучаны, расположенном в 300 км к югу от месторождения (куда грузы могут доставляться: летом водным транспортом, по р. Ангаре, круглогодично – по железной дороге, до станции Карабула, в остальное время – вертолетами). Аэродром в Байките позволяет принимать самолеты Як-40, Ан-24, зимой – Ил-76.

На рисунке 1.1 проиллюстрировано географическое расположение ЮТМ.



Рисунок 1.1 – Географическое положение Юрубчено-Тохомского месторождения

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах

которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м. К настоящему времени, в пределах ЮТЗ пробурено 94 скважины, в том числе 9 параметрических, 43 поисковых и 42 разведочных (в 57 скважинах получены промышленные притоки нефти).

В 2007 году Томским научно-исследовательским и проектным институтом нефти и газа («ТомскНИПИнефть») подготовлена и направлена на экспертизу «Технологическая схема разработки Юрубченского участка Юрубчено-Тохомского месторождения в пределах запасов категории С1».

1.2 Стратиграфия

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейкской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и средне-протерозойским – рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование. В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранне-протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами. Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ была затем размыта в течение нескольких сотен миллионов лет.

Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой.

Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах. Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

| Период | Свита | Условное геологическое обозначение рифейских отложений |
|---------------------|----------------|--|
| R3 Верхний рифей | Иремекенская | R3irm |
| | Токурская | R3tok |
| R2 Средний рифей | Вингольская | R2vng |
| | Рассолкинская | R2rsl |
| | Юктенская | R2yuk |
| | Копчерская | R2kop |
| | Куюмбинская | R2kmb |
| | Долгоктинская | R2dlg |
| | Юрубченская | R2yur |
| | Мадринская | R2mdr |
| R1 Нижний рифей | Вэдрэшевская | R1vdr |
| Pt Архей-протерозой | Зелендуконская | Pt1zel |

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия. [3]

Единого представления о расчленении рифея Юрубченского блока к настоящему времени не выработано. Главной причиной этого является то, что рифейские отложения перекрываются различными свитами венда с угловым несогласием, и в разных частях блока скважины вскрывают разные уровни рифея. Полный разрез рифейских отложений в едином пересечении не вскрыт.

1.3 Тектоника

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;
- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;
- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мега-свода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге

структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой –2450 м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от 1250 м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юго-восточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до 150 м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до 400 м.

Размеры свода 105x85 км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более 650 м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазалivu – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе –3600 м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает 1500 м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает 1000 м. [4]

1.4 Нефтегазоносность

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII₁, В-I, Б-IX и P1-2д.

Пласт Б-VIII приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед. Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр-6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м³/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м³/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни ВНК и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта Р1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м³/сут) и Юр-72 (39,3 м³/сут и 78 м³/сут на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023м и –2072м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа.

Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине – Вдр-6 (118 тыс.м³/сут). Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов.

Горизонт P1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района. Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской.

Пласт P1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км² (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км² (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км² (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км² (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км² (3,1%).

Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м³/сут) дебиты нефти из пласта P1-2д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4.

Максимально высокие (более 100 тыс.м³/сут) дебиты газа из пласта P1-2д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4.

По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м.

В таблице 1.3 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д.

Таблица 1.3 – Краткая характеристика продуктивного горизонта P1-2Д

| Наименование | Характеристики |
|---|---|
| Тип залежи | Массивный |
| Породы коллекторов | Доломиты юрубченской свиты |
| Тип коллектора | Каверново-трещинный |
| Площадь нефтеносности, тыс.м ² | 725 680 |
| Кровля | Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда |
| Средняя глубина залегания, м | 2047 |
| Подошва | Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи |
| Абсолютная отметка ГНК, м | 2023 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | 2072 |
| Свидетельства нефтегазоносности в пределах Юрубченского участка | Притоки нефти и газа в большой группе скважин |

В таблице 1.4 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта P1-2Д.

Таблица 1.4 – Характеристики толщин продуктивного горизонта P1-2Д

| Толщина | Наименование | Единица измерения | Значения |
|---------------------------|--------------------|-------------------|-----------|
| Эффективная | Среднее значение | м | 119,9 |
| | Интервал изменения | | 4,6-347,2 |
| Нефтенасыщенная | Среднее значение | | 41,9 |
| | Интервал изменения | | 12,4-49,6 |
| Газонасыщенная | Среднее значение | 43,3 | |
| | Интервал изменения | 0,6-78 | |
| Водонасыщенная (вскрытая) | Среднее значение | 61,4 | |
| | Интервал изменения | 5,4-250,0 | |

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северо-западная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном (поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент.

На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

1.5 Коллекторские свойства пластов

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований кернового материала были определены проницаемость и блоковая пористость (пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности.

По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослой алевролитов и песчаников. Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая (микротрещины, микропоры и микрокаверны). Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему

эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов. Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см и более, вертикальные – в 3-5 см.

Установлено, что общая пористость (Кпоб), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую (Кпбл).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД.

В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед.

Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости. Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность.

Трещины открытые: частично и полностью залеченные вторичным доломитом, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и субгоризонтальных (0-30°) макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5x5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

- региональным флюидоупором для вендского и рифейского нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.
- глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

1.6 Физико-гидродинамические характеристики продуктивных пластов

В 1992 году проводилось моделирование вытеснения нефти водой на модели из искусственных металлических секций. По результатам моделирования коэффициент вытеснения нефти равен 0,62 д.ед.

В таблице 1.5 представлены характеристики основных параметров горизонта P1-2Д [5].

Таблица 1.5 – Характеристика основных параметров горизонта P1-2Д

| Параметры | Единица измерения | Пустотность | Горизонт P1-2Д | |
|-------------------------------------|-------------------|-------------|------------------|--------------------|
| | | | Среднее значение | Интервал изменения |
| Площадь нефтегазоносности | км ² | | 726 | |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина | м | | 41,9 | 14,5-49,0 |
| Коэффициент пустотности | д.ед. | межблоковая | 0,011 | 0,004-0,018 |
| | | блоковая | 0,013 | 0,006-0,017 |
| Коэффициент проницаемости | мД | | 309,6 | 1,4-3653 |
| Коэффициент нефтенасыщенности | д.ед. | межблоковая | 0,89 | – |
| | | блоковая | 0,510 | 0,527-0,502 |
| Коэффициент газонасыщенности | д.ед. | межблоковая | 0,89 | – |
| | | блоковая | 0,50 | 0,444-0,508 |

В таблице 1.6 представлены характеристики коллекторских свойств P1-2Д.

Таблица 1.6 – Характеристика основных коллекторских свойств Р1-2Д

| Вид исследования | Наименование | Коэффициент открытой пористости, % | Проницаемость, % | Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед. |
|----------------------|--------------------------------------|------------------------------------|------------------|--------------------------------------|
| Лабораторный (керна) | Блоковая пустотность по пласту Р1-2Д | | | |
| | Количество скважин/определений, шт | 53/3677 | 41/1724 | 2/9 |
| | Среднее значение | 0,97 | 1,5 | 0,7 |
| | Интервал изменения | 0,35-3,5 | 0,01-62,2 | 0,49-0,85 |
| Геофизический | Общая пустотность по пласту Р1-2Д | | | |
| | Количество скважин/определений, шт | 44/158 | - | - |
| | Среднее значение | 2,2 | - | - |
| | Интервал изменения | 0,9-5,4 | - | - |
| Геофизический | Количество скважин/определений, шт | - | 39/87 | - |
| | Среднее значение | - | 309,6 | - |
| | Интервал изменения | - | 0,19-3653,4 | - |
| | | | | |

1.7 Физико-химические свойства нефти и газа

Для расчета средних значений физико-химических характеристик по Юрубченской залежи учитывались данные второй зоны, в которую попадает 87% от всех исследованных проб нефтей залежи пласта Р1-2Д.

Усредненные значения по свойствам разгазированных нефтей Юрубченской залежи без учета отбракованных данных представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти Юрубченской залежи пласта P1-2Д

| Параметры | Единица измерения | Количество исследований | | Диапазон изменения | Среднее значение |
|---|--------------------|-------------------------|------|--------------------|------------------|
| | | скважин | проб | | |
| Плотность | кг/м ³ | 25 | 59 | 810,4 – 835,0 | 823,0 |
| Вязкость, – при t=20°C – при t=50°C | мм ² /с | 25 | 59 | 6,08 – 13,80 | 9,47 |
| | | 24 | 58 | 3,13 – 5,85 | 4,59 |
| Температура застывания | °С | 21 | 44 | (-58,0) – (-17,0) | -38,5 |
| Массовое содержание: – серы – смол сил. – асфальт. – парафин | % | 25 | 56 | 0,09 – 0,38 | 0,22 |
| | | 23 | 54 | 2,43 – 8,36 | 4,51 |
| | | 25 | 55 | 0,04 – 1,32 | 0,17 |
| | | 23 | 50 | 0,11 – 3,92 | 2,03 |
| Объемный выход фракций: Начало конденсации (НК) до 100 °С до 150 °С до 200 °С до 250 °С до 300 °С | % | 25 | 59 | 44,0 – 93,0 | 65,0 |
| | | 4 | 8 | 2,0 – 6,0 | 4,0 |
| | | 25 | 56 | 6,0 – 21,0 | 14,0 |
| | | 25 | 59 | 16,5 – 32,5 | 25,0 |
| | | 25 | 53 | 31,0 – 42,5 | 35,5 |
| | | 25 | 58 | 43,5 – 58,0 | 48,0 |

Разгазированная нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики – плотность 810,0-835,0 кг/м³, в среднем 823,0 кг/м³, динамическая вязкость – 6,08-13,80 мПа·с, в среднем 9,47мПа*с. Нефть малосернистая (0,09-0,38%, в среднем 0,22%), малосмолистая и смолистая (2,43-8,36%, в среднем 4,51%), малопарафиновая и парафиновая (0,11-3,92%) в среднем 2,03%. Содержание фракций, выкипающих до 200°C составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300°C – от 43,5 до 58%, в среднем 48%. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5)°С, температура начала кипения – 65°C.

Усредненные значения газового фактора и физико-химических свойств пластовых флюидов, по результатам исследования глубинных проб, представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 – Свойства пластовой нефти Юрубченской залежи (пласта Р1-2Д)

| Наименование | Единица измерения | Количество исследованных | | Диапазон изменения | | Среднее значение |
|---|-------------------|--------------------------|------|--------------------|-------|------------------|
| | | скважин | проб | min | max | |
| Давление насыщения | МПа | 7 | 20 | 11,3 | 22,0 | 20,0 |
| Газовый фактор при однократном разгазировании | м ³ /т | 7 | 20 | 117,2 | 232,8 | 196,6 |
| Газовый фактор при ступенчатом разгазировании | м ³ /т | 7 | 20 | 105,5 | 217,0 | 178,9 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | кг/м ³ | 7 | 20 | 647,0 | 730,0 | 697,5 |
| Плотность нефти после однократной сепарации | кг/м ³ | 7 | 20 | 814,0 | 832,0 | 824,1 |
| Плотность нефти после ступенчатой сепарации | кг/м ³ | 3 | 11 | 813,3 | 820,1 | 816,1 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа · с | 7 | 18 | 0,89 | 2,56 | 1,42 |
| Объёмный коэффициент при однократном разгазировании | д. ед. | 7 | 20 | 1,270 | 1,490 | 1,414 |
| Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании | д. ед. | 7 | 20 | 1,237 | 1,441 | 1,367 |
| Плотность газа при однократном разгазировании, | кг/м ³ | 5 | 14 | 0,921 | 1,070 | 1,005 |
| Плотность газа при ступенчатом разгазировании | кг/м ³ | 3 | 10 | 0,918 | 0,970 | 0,945 |
| Пластовое давление | МПа | 7 | 21 | 20,8 | 21,9 | 21,4 |
| Пластовая температура | °С | 7 | 21 | 26,0 | 29,0 | 26,8 |

Из таблицы видно, что пластовая нефть Юрубченской залежи имеет следующие характеристики: газовый фактор при однократной сепарации составляет 196,6 м³/т, при ступенчатой он несколько меньше и равен 178,9 м³/т. Давление насыщения близко к пластовому и составляет 20,0 МПа. Вязкость нефти в пластовых условиях – 1,42 мПа · с, плотность – 697,5 кг/м³.

Газовая часть Юрубченской залежи охарактеризована газоконденсатными исследованиями. В таблице 1.9 приведены свойства пластовой газоконденсатной смеси. Потенциальное содержание стабильного конденсата Юрубченской залежи на начало разработки составило 133,0 г/м³. Давление начала конденсации составляет 20,5МПа

Конденсат характеризуется низкой плотностью (0,721 г/см³), малым содержанием серы (массовое содержание до 0,10%), смолистых веществ (0,14%) и асфальтенов (0,005%) и очень низкой температурой застывания (ниже -50°С).

Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газовой шапки) отображены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Физические свойства пластовой газоконденсатной смеси (газа, газовой шапки)

| Параметры | Единица измерения | Значение |
|---|-------------------|------------------------|
| Пластовое давление | МПа | 21,14 |
| Пластовая температура | °С | 26 |
| Давление точки росы при пластовой температуре | МПа | 20,50 |
| Давление максимальной конденсации | МПа | 3,1 |
| Потенциальное содержание конденсата | г/м ³ | 133,0 |
| Объемный коэффициент | | 0,359 10 ⁻² |
| Коэффициент сжимаемости | | 0,735 |
| Плотность в пластовых условиях, г/куб.см | г/м ³ | 0,2502 |
| Вязкость в пластовых условиях, мПа | мПа · с | 0,028 |

Компонентный состав и свойства пластовой смеси на начало разработки, приведены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Компонентный состав и свойства пластовой смеси (газа, газовой шапки), рифейская карбонатная толща (% мольн.)

| Наименование | Значение |
|--------------------------------------|-------------|
| Сероводород | Отсутствует |
| Углекислый газ | 0,05 |
| Азот + редкие | 6,38 |
| в т.ч. гелий | 0,15 |
| Метан | 79,84 |
| Этан | 7,20 |
| Пропан | 2,32 |
| Изобутан | 0,44 |
| Норм. бутан | 0,81 |
| Изопентан | 0,29 |
| Норм. пентан | 0,30 |
| Гексаны | 0,97 |
| Гептаны | 0,37 |
| Октаны | 0,32 |
| Остаток (C9+) | 0,71 |
| Молекулярная масса | 21,64 |
| Молекулярная масса остатка | 148 |
| Плотность остатка, г/см ³ | 0,7700 |
| Температура кипения остатка, °К | 437,3 |

Физико-химические свойства и состав пластовых вод рифейской карбонатной толщи Юрубченского блока охарактеризованы по данным исследования поверхностных и глубинных проб. Газонасыщенность воды, по результатам исследования проб составляет 0,3 м³/м³. Плотность воды в пластовых условиях – 1,160г/см³. Вязкость вод при пластовой температуре в зависимости от плотности изменяется от 1,86 до 1,92 мПа·с, объемный коэффициент составляет 0,995.

1.8 Запасы нефти, газа и конденсата

По величине запасов Юрубченское нефтегазоконденсатное месторождение относится к гигантским месторождениям. По состоянию на 01.01.2011 г. категории запасов C1, C2, C3 нефти, газа и конденсата, в результате

проведенных геологоразведочных работ за период 2007 – 2011 г. можно наблюдать в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Состояние извлекаемых ресурсов и запасов углеводородов по Юрубченскому лицензионному участку на 01.01.2016 г.

| | | Категории С ₁ | Категории С ₂ | Категории С ₃ |
|---------------------------|-----------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Нефть, тыс.т. | геол/извл | <u>329650</u> 128977 | <u>541335</u> 159500 | <u>639800</u> 200 900 |
| Газ, млрд. м ³ | | 152 | 185 | 178 |
| Конденсат, тыс.т. | геол/извл | <u>19197</u> 11122 | <u>23334</u> 13562 | - |

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

В границах рифейских отложений Юрубченского и Терско-Камовского лицензированного участка выделяется 8 залежей: Юрубченская, Усть-Чавичинская, намакарская, Терская группа залежей блок 2 и Терская группа залежей блок 6 относящиеся к основному горизонту P1-2; Нижнетохомская, Южно-Терская которые относятся к горизонту P2, и 1 залежь Южно-Терская лежащая по горизонту P1. В зоне вендских отложений выделяются пласты Б-VIII, Б-IX, В-I [6].

Исследование керна показывает на наличие разнонаправленных трещин, открытых и залеченных. Угол наклона субвертикальных трещин 70-90°, наклонных 30-70°, субгоризонтальных 0-30° в процентном соотношении составляет 81%, 2% и 7%. Наличие трещин и трещиноватых зон по своему сказывается на разработку месторождения.

Важной особенностью Юрубченской залежи является наличие обширной газовой шапки, которая занимает 79,9 % от площади залежи. Мощность газовой залежи изменяется от 0 до 89 м. Геологические запасы свободного газа в газовой шапке оцениваются в 165607 млн. м³, а конденсата – 22865 тыс.т. Газовые шапки как по Юрубченской залежи, так и по остальным залежам могут условно рассматриваться как самостоятельные объекты разработки - исходя из потребностей недропользователя в определенном виде углеводородного сырья. Но, как геологический объект она представляет единый массив пород, разделенный газонефтяным контактом. Отдельная эксплуатация газовых шапок на данном этапе экономически и технологически нецелесообразна. Преждевременная выработка газовой шапки приведет к миграции нефти в

газовую часть и значительному снижению конечной нефтеотдачи. Разработка газовой шапки может начинаться после выработки основной части запасов нефти из оторочки и началом формирования единой газотранспортной системы в Восточной Сибири.

Фонд скважин за весь срок разработки планируется - 451, в том числе 337 добывающих и 114 нагнетательных.

Действующим технологическим документом предусматривается разработка залежи скважин с горизонтальным окончанием и наклонно – направленными скважин, что обеспечит большие отборы при маленьких депрессиях [7]. Строение горизонтальных скважин:

- рядное размещение скважин с горизонтальным окончанием;
- расстояние между рядами 1000м;
- расстояние между скважинами 500м;
- горизонтальное окончание до 1000м;
- сетка размещения скважин блоковая трёхрядная.

Схема размещения скважин представлена на рисунке 2.1

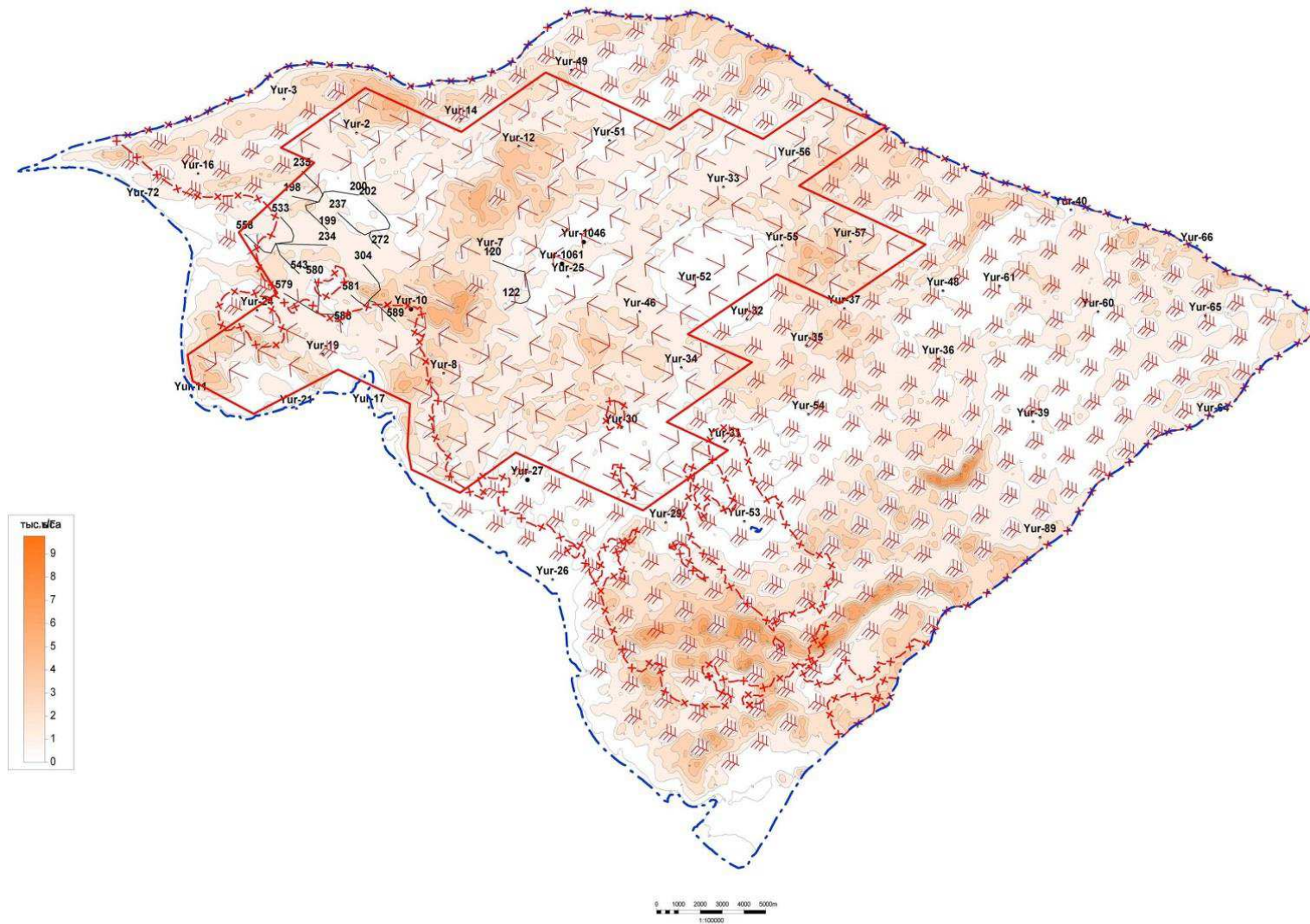


Рисунок 2.1 – Схема размещения скважин

Поддержание пластовой энергии планируется в будущем, закачка добытого газа в пласт с целью ППД. Сейчас производится утилизация воды закачкой в пласт.

2.2 Анализ текущего состояния разработки Юрубченской залежи

Юрубченскую залежь ввели в промышленную эксплуатацию совсем недавно в 2019 году в начале января. В 2018 году добыча нефти производилась фонтанным способом, малое количество добывали механизированным способом. Сейчас количество добывающих скважин равняется 101 скважине из них механизированный фонд составляет 32 скважины. Обводненность продукции не больше 30%.

По мере геологической изученности можно сделать вывод, что основным объектом разработки является Юрубченская залежь, остальные залежи являются слабо изученными и не готовыми к промышленному освоению. Также Юрубченская залежь не совпадает по своему естественному залеганию с другими скважинами, в следствии чего проектирование системы разработки каждой залежи происходит независимо для других залежей. Разработка Юрубченской залежи не оказывает влияние на разработку остальных скважин Юрубчено-Тохомского месторождения.

Использование горизонтальных скважин эффективно сказывается на разработке Юрубченской залежи. Поровое пространство представляет собой субвертикальные трещины, при бурении скважин большое количество трещин захватывает горизонтально направленный ствол, что позволяет поднять КИН.

Поддержание пластовой энергии планируется в будущем, закачка добытого газа в пласт с целью ППД, на данный момент ППД на Юрубчено-

Тохомском месторождении отсутствует. Сейчас производится утилизация попутно добываемой воды в пласт, через нагнетательные скважины.

Присутствие трещин по разному сказывается на разработке карбонатных коллекторах. По всей карбонатной толще подстилается вода, которая делает прорывы по трещинам, вскрытых горизонтальной скважиной. При разных режимах можно добывать как безводную нефть, так и нефть с большей обводненностью или добывать совсем одну воду. Меньшие депрессии на месторождении, позволят сдерживать прорывы воды к стволам скважины и дольше добывать безводную нефть, также поможет повысить извлечение нефти.

В условиях залегания огромной газовой шапки и наличие подстилающей воды ожидаемо, что на начальный период эксплуатации будет проявляться газонапорный режим.

На данный момент ЮТМ в промышленной эксплуатации. Накопленная добыча фонтанным способом составляет 67% от всей добычи. Обводненность продукции к 2019 году выросла до 30%.

Осложнения при эксплуатации скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении могут быть вызваны следующими причинами:

- отложениями АСПО в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- отложениями солей и газогидратов;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- снижением продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

2.3 Анализ выработки запасов

На рисунке 2.2 можно увидеть сопоставление фактических и проектных показателей добычи нефти с периода 01.01.2001 – 01.01.2015 г. Добыча за 2011 г составляет 73 тыс.т, на 29% выше проектной, среднесуточный дебит скважины 73 т/сутки, накопленная добыча 642 тыс.т.

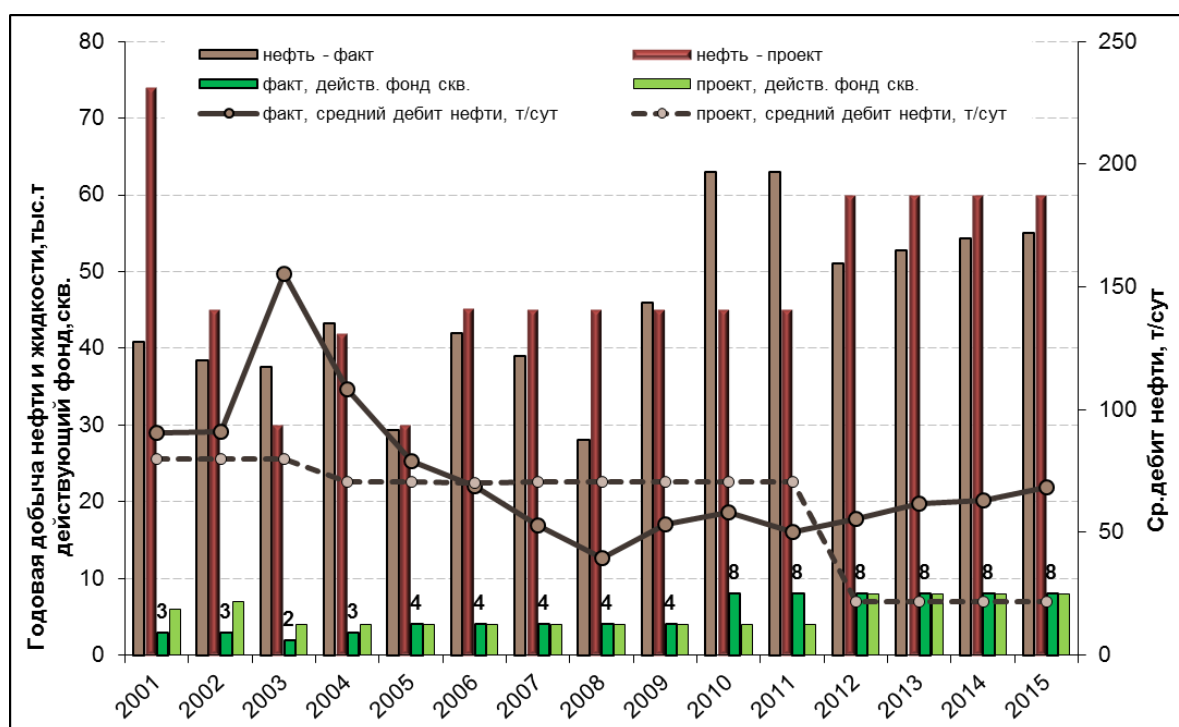


Рисунок 2.2 – Динамика изменения отбора жидкости и нефти

В настоящее время ПНГ, добываемый в период ведения добычи, за вычетом использования на собственные нужды, сжигается на факельной установке. При развитии газовой программой, начиная с 2016 г., предусмотрена закачка ПНГ с целью утилизации и частичном ППД (за вычетом использования на собственные нужды).

Основными потребителями ПНГ собственных нужд промысла являются:

- энергокомплекс (ГТЭС);
- газокompрессорная станция (привод компрессоров);

- полигон ТБО (утилизация отходов путём сжигания);
- технологические нужды.

Начало промышленной разработки приходится на начало января 2019 года. Разработка основного объекта ЮТМ будет проходить в 4 этапа:

- Первый этап запуск месторождения в 2017 году в разработку с планом до 2500 тыс. тонн нефти в год;
- Второй этап к 2019 году выход на планку проектного уровня, включающий ввод второй очереди объектов обустройства фондов скважин и выход на уровень в 5000 тыс. тонн в год.
- Третий этап разработка зон с низкими фильтрационными свойствами и низким коэффициентом продуктивности, освоение всех частей залежи.
- Четвертый – выработка газовой шапки. Этап разработка многозабойными скважинами, с закачиванием обратно газа в газовую шапку и попутно добываемой воды.

2.4 Рекомендуемая технология воздействия на пласт

Нефтяная залежь рифейской карбонатной толщи всюду подстилается водой и почти полностью покрывается обширной газовой шапкой. В этих условиях, после начала эксплуатации нефтяной залежи, следует ожидать активного проявления газонапорного режима со стороны газовой шапки и заметного подпора со стороны подошвенных вод.

Ввиду очень малого разрыва между первоначальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, около 2 Мпа, следует также ожидать разгазирования нефти в пласте с образованием пузырьков окклюдированного газа и фильтрацией газированной нефти – т.е. будут наблюдаться характерные элементы и режима растворенного газа. На эти основные режимы эксплуатации пласта накладывается поле гравитации, которое будет в значительной степени

влиять на процесс образования и разрушения газовых и водяных конусов в районе действующих добывающих скважин. Таким образом, режим эксплуатации нефтяной залежи рифейской карбонатной толщи будет чрезвычайно сложным.

Начиная с 1987 года, во всех без исключения случаях, перед вызовом притока осуществляется соляно-кислотная ванна, а при наличии приемистости – соляно-кислотная обработка. В случае получения низкодебитных притоков углеводородов, использовались дополнительные соляно-кислотные обработки.

Соляно-кислотные обработки и ванны совершенно необходимы при разработке карбонатной толщи Юрубченского блока, так как система трещин в карбонатном коллекторе нуждается в очистке и дренировании: она, по-видимому, сильно загрязнена при кольматации поглощающих интервалов. Но с другой стороны проведение большеобъемных, глубокопроникающих соляно-кислотных обработок и задавливание кислоты в пласт при высоких давлениях, близких к давлению гидроразрыва, является опасным, так как может открыть каналы прорыва газа газовой шапки к забою добывающей скважины или вызвать преждевременное обводнение скважины. Необходимо кропотливо обобщать опыт соляно-кислотных обработок на Юрубченском блоке, чтобы создать оптимальную технологию их проведения.

Вскрытие продуктивных отложений рифея осуществлялось на различных промывочных жидкостях:

- технической воде;
- рассоле;
- водно-инверто-эмульсионных растворах (ВИЭР);
- глинистом растворе с различными добавками.

Плотность применяемых растворов изменялась от 0,98 до 1,08 г/см³. Несмотря на применение при вскрытии промывочных жидкостей малой плотности, из-за анимально-низкого начального пластового давления (21,28 МПа при средней глубине 2340 м) и высокой трещиноватости продуктивной карбонатной толщи, в процессе вскрытия во многих скважинах

наблюдались интенсивные поглощения промывочной жидкости, вплоть до полной потери циркуляции. Зачастую поглощения сопровождались нефтегазопроявлениями.

Для ликвидации и предотвращения поглощений применялась целенаправленная кольматация поглощающих интервалов. В качестве наполнителя при этом использовались различные добавки в промывочную жидкость:

- глинистая паста;
- цемент;
- опилки;
- ветошь;
- мох;
- разделенная по фракциям мраморная крошка;
- угольный шлак из котельных и другие.

Целенаправленная кольматация, несомненно, существенно ухудшает состояние призабойной зоны продуктивного пласта, что сказывается на результатах испытания скважин. Иногда из заведомо нефтенасыщенных по ГИС интервалов не удается получить или никакого притока, или слабые нефтегазопроявления. В настоящее время, ведутся работы по изучению проблемы кольматации и разрабатывается технология по устранению отрицательных последствий загрязнения призабойной зоны скважин.

Большинство индикаторных диаграмм, построенных по данным исследования скважин методом установившихся отборов, имеют выпуклый характер, что свидетельствует об уменьшении продуктивности по мере снижения забойного давления в скважине. Такого типа индикаторные диаграммы являются типичными для коллекторов трещинного типа и показывают на уменьшение раскрытости трещин по мере снижения давления в скважине. Снижение забойных давлений и работа скважин с депрессией 1-4 МПа по большинству скважин с криволинейной индикаторной диаграммой снижает коэффициент продуктивности в 2-3 раза. Чтобы избежать этого,

необходимо организовать закачку в добывающие скважины кварцевого песка для закрепления трещины в раскрытом состоянии.

Описанные выше особенности поведения трещинного коллектора рифейской карбонатной толщи говорят о том, что в условиях этой залежи весьма перспективно гидровоздействие на пласт – воздействие на пласт давлением, с целью раскрытия естественных трещин продуктивного пласта с последующим их закреплением в раскрытом состоянии закачкой в них кварцевого песка. Фактически, как показано выше, процесс гидровоздействия уже происходит стихийно при первичном вскрытии пласта во время бурения скважин. Необходимо только следить за тем, чтобы процесс гидровоздействия не переходил в процесс гидроразрыва, т.е. давления на забое скважины не превышали давления гидроразрыва пласта, когда создаются новые трещины, которые могут соединить интервал нефти с газовой шапкой и водоносной зоной, что вызовет быстрое загазование или обводнение добывающей скважины.

Создание эффективной технологии разработки уникально сложной по своему строению рифейской нефтяной залежи возможно только при широком использовании современных методов компьютерного моделирования процесса извлечения нефти из недр.

Удалось установить 4 принципа, на которых должна базироваться технология разработки этой залежи:

- заводнение нефтяного пласта равномерно по площади, с целью создания интенсивных горизонтальных потоков. Это позволит изменить природный газонапорный режим на более эффективный водонапорный, а также добиться преобладания в объеме пласта горизонтальных фильтрационных потоков по сравнению с вертикальными, с которыми связаны процессы загазования и обводнения добывающих скважин со стороны газовой шапки и подошвенной воды;

- использование естественных непроницаемых и малопроницаемых пропластков по разрезу пласта в качестве экранов, отгораживающих интервал отбора нефти по скважине от ГНК и ВНК, путем соответствующего выбора интервала перфорации добывающих и нагнетательных скважин;
- широкое применение метода изменения направления фильтрационных потоков с целью разрушения газовых и водяных конусов;
- широкое применение горизонтальных добывающих скважин. Эта технология является весьма перспективной для условий газодонефтяной рифейской залежи, и результаты компьютерного моделирования свидетельствуют об этом.

2.5 Технологический режим скважин Юрубчено-Тохомского месторождения

Для определения оптимального технологического режима работы скважин необходимо знать следующие параметры:

- продуктивность, зависящую от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны;
- состав и свойства флюидов.

Так же при оптимизации необходимо учитывать такие факторы как:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;

- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

Основными ограничениями для месторождения являются:

- наличие подстилающих вод и газовой шапки;
- высокое давление насыщения (21,6 МПа);
- большой объём водонефтяной и нефтегазовой зон месторождения.

Также при эксплуатации скважин Юрубченской залежи, возможны риски и осложнения выпадения асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО).

Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Анализ рисков добычи углеводородов на Юрубчено-Тохомском месторождении

| № п | Риски (ограничения и осложнения) | Степень влияния | Возможные меры по снятию рисков |
|-----|----------------------------------|---|---|
| 1 | Вечная мерзлота | Риск высокий: а) растепление грунта вокруг скважины; б) выпадение гидратов в скважине; в) трудности запуска скважин, при газлифтном методе эксплуатации (Опыт месторождения Prudo Bay) | – дополнительная термоизоляция скважины; – при эксплуатации с помощью электрического центробежного насоса (ЭЦН) держать уровень ниже 600 м штуцерованием затруба; – установка пакера при фонтанном методе эксплуатации; – использование газлифтного метода добычи с пакером; – при установке пакера использовать датчики погружной телеметрии для контроля забойного давления |
| 2 | Коррозия | При обводненности до 60% риск слабый. Риск средний, при обводнённости более 60% | Коррозионностойкое исполнение погружного электрического двигателя (ПЭД) для скважин в зоне водонефтяной залежи (ВНЗ), центраторы на ПЭД для снижения риска. Закачка ингибиторов коррозии |
| 3 | Прорыв газа из газовой шапки | Высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой | Фонтанный/Газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и щадящие значения депрессии скважин |

| | | | |
|---|------------------|---|---|
| 4 | Соле-образование | Риск образования солей высокий при дебитах > 500 м ³ /сут, обводнённости > 60% | Закачка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором |
|---|------------------|---|---|

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи: фонтанный, ЭЦН и газлифтный. Для выбора способа добычи необходимо провести комплексный анализ текущих условий.

По результатам исследований и расчетов плотность пластовой неразгазированной нефти – 699 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре от 26 до 27оС составляет 21,6 МПа, газовый фактор – 194 м³/м³, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,35 мПа·с.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти – 821 кг/м³; объемный коэффициент – 1,375; динамическая вязкость разгазированной нефти – 8,5 мПа·с.

Нефть малосернистая 0,21%. Малосмолистая – 4,84%. Парафинистая – 1,83%. Содержание асфальтенов – 0,18%. Содержание силикагелевых смол – 4,66%,.

Пластовая вода высокоминерализованная (содержание солей 265 г/л), среднее значение рН равно 5,72, относится к хлоркальциевому типу. Поскольку в воде содержится много кальция (до 38,1 г/л), магния (до 33 г/л), железа (до 0,713 г/л) прогнозируемым осложнением добычи будет выпадение солей и гидроокисей, особенно при интенсивном отборе с резким нарушением фазового равновесия в призабойной зоне пласта.

Обводненность продукции возрастает достаточно медленно: за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30%, но при этом газовый фактор возрастает > 1500 м³/м³, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

Под критическим дебитом понимается максимально возможный дебит нефти, при котором водяной (или газовый) конус достигает нижней (верхней) границы интервала перфорации.

С одной стороны, сравнительно большая толщина нефтенасыщенного пласта (49 м между ВНК и ГНК) способствует уменьшению этого эффекта для данной залежи. С другой стороны, в трещиновато-кавернозных коллекторах, к которым относится данный коллектор рифейской толщи, направление наибольшей проницаемости совпадает с преобладающим направлением трещин, в то время как матрица остается почти непроницаемой. Поскольку для этого типа коллекторов характерна вертикальная и субвертикальная направленность трещин, это может способствовать значительному уменьшению анизотропии проницаемости пласта в вертикальном и горизонтальном направлениях, что приводит к снижению критического дебита и предельных пластовых депрессий. Скважины будут устойчиво фонтанировать при газовом факторе (ГФ) более 160 м³/м³. Существенным моментом, определяющим выбор способа добычи, является высокий проектный уровень величины промышленного газового содержания продукции.

Вышеназванные факторы теоретически могут создавать определенные сложности, как для фонтанного, так и для механизированного способа подъема жидкости из скважин, связанные, в частности, с высоким газосодержанием продукции, возможностью отложений солей в ПЗП, на насосно-компрессорных трубах (НКТ), арматуре, наземных коммуникациях; вредным влиянием газа и др.

Основными причинами нарушения нормальной работы фонтанных скважин являются:

- запарафинивание подъёмных труб;
- образование гидратной пробки;
- разъедание штуцера;
- забивание песком, парафином штуцера или выкидной линии.

Для восстановления работы скважины в оптимальном режиме разрабатывается комплекс работ, включающий в себя разноплановые мероприятия.

В таблице 2.2 представлены нарушения нормальной работы скважины и мероприятия по восстановлению нормальной работы скважин.

Таблица 2.2 – Причины нарушения нормальной работы скважин

| Показатели нарушения режима работы скважины | Причина нарушения режима скважины | Мероприятия по восстановлению нормальной работы скважины |
|---|---|--|
| <p>Давление на буфере и дебит скважины снижается, одновременно давление в затрубном пространстве повышается</p> | <p>При снижении температуры нефти ниже определенного критического значения парафин кристаллизуется на стенках НКТ, происходит уменьшение диаметра проходных сечений НКТ (запарафинивание НКТ)</p> | <p>При очистке скважин от АСПО и гидратов первоначально необходимо прокачать при открытой буферной задвижке в затрубное пространство количество нефти равное объёму скважины, далее при закрытой буферной задвижке, продавить в пласт для предотвращения притока газа 10-20 м³ нефти. После этого прокачать в затрубное пространство при открытой буферной задвижке дополнительно 35-40 м³ нефти, закачку в скважину последней порции нефти вести при увеличении диаметра штуцера на выкидной линии.</p> |
| <p>Давление на буфере и дебит скважины снижается до нуля, одновременно давление в затрубном пространстве повышается</p> | <p>Образование парафиновой (гидратной) пробки в НКТ</p> | <p>Для разрушения пробки необходимо использовать все методы борьбы с АСПО. Если циркуляция не восстанавливается, то НКТ поднимают на поверхность и очищают с помощью пароподающего устройства (ППУ)</p> |
| <p>Значительное снижение затрубного давления</p> | <p>Образование пробки на забое или появление воды на забое</p> | <p>При появлении воды необходимо увеличить давление на забое, путем установки штуцера меньшего диаметра. Если падение затрубного давления вызвано образованием на забое пробки, необходимо сначала увеличить скорость выноса жидкости, для чего снизить давление на забой (увеличением d штуцера).</p> |
| <p>Резкое повышение давления на буфере и в затрубном пространстве при одновременном снижении или прекращении дебита</p> | <p>Засорение, закупоривание штуцера, газосепаратора или выкидной линии</p> | <p>Если при переключении струи жидкости с рабочего выкида на запасной, затрубное и буферное давление, снизятся до нормального, это означает, что засорился штуцер. Необходимо произвести смену штуцера.</p> |
| <p>Резкое повышение буферного и затрубного давления</p> | <p>Прорыв газа</p> | <p>Скважину остановить, прокачать «мертвой нефтью» объёмом больше объёма скважины</p> |

Отсюда следует очевидная рекомендация по эксплуатации скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении: для сохранения устойчивых дебитов по жидкости до формирования газового конуса (прихода воронки депрессии в область газовой шапки) целесообразно ограничивать уровень депрессии величиной не более 4-5 МПа, не допуская возрастания газосодержания продукции выше 300-400 м³/м³.

Весь проектный срок эксплуатации скважины находятся в зоне фонтанирования, ниже критического уровня. Условия фонтанной эксплуатации скважин отражены на рисунке 2.3.

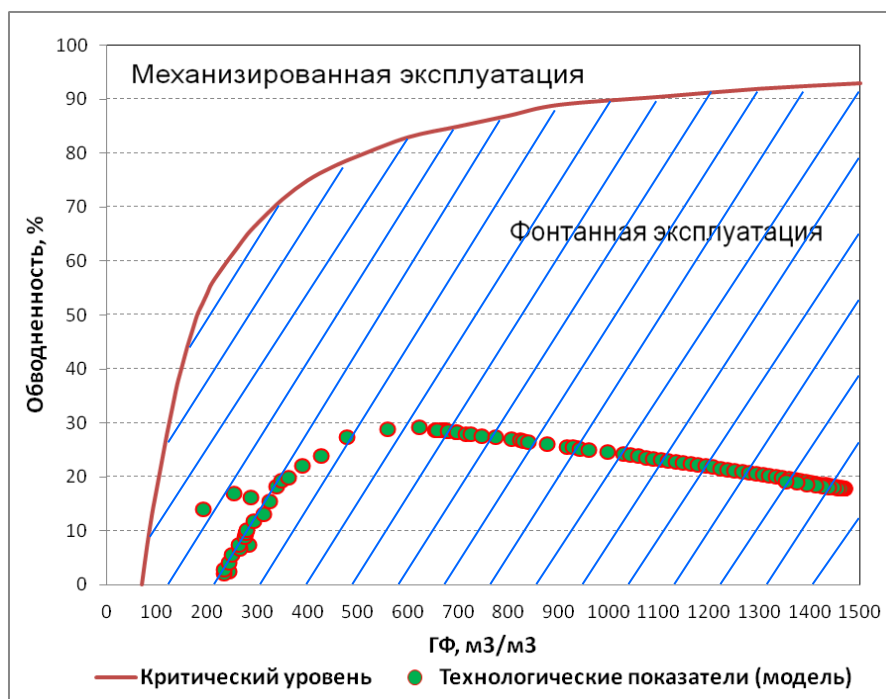


Рисунок 2.3 – Условия фонтанной эксплуатации скважин

На рисунке 2.4 отображен максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации. Обводненность продукции возрастает достаточно медленно, за весь период разработки нефтеносного горизонта не поднимается выше 30 %, но при этом газовый фактор возрастает > 1500 м³/м³, что способствует большому прорыву газа из газовой шапки, это приводит к уменьшению дебита по жидкости.

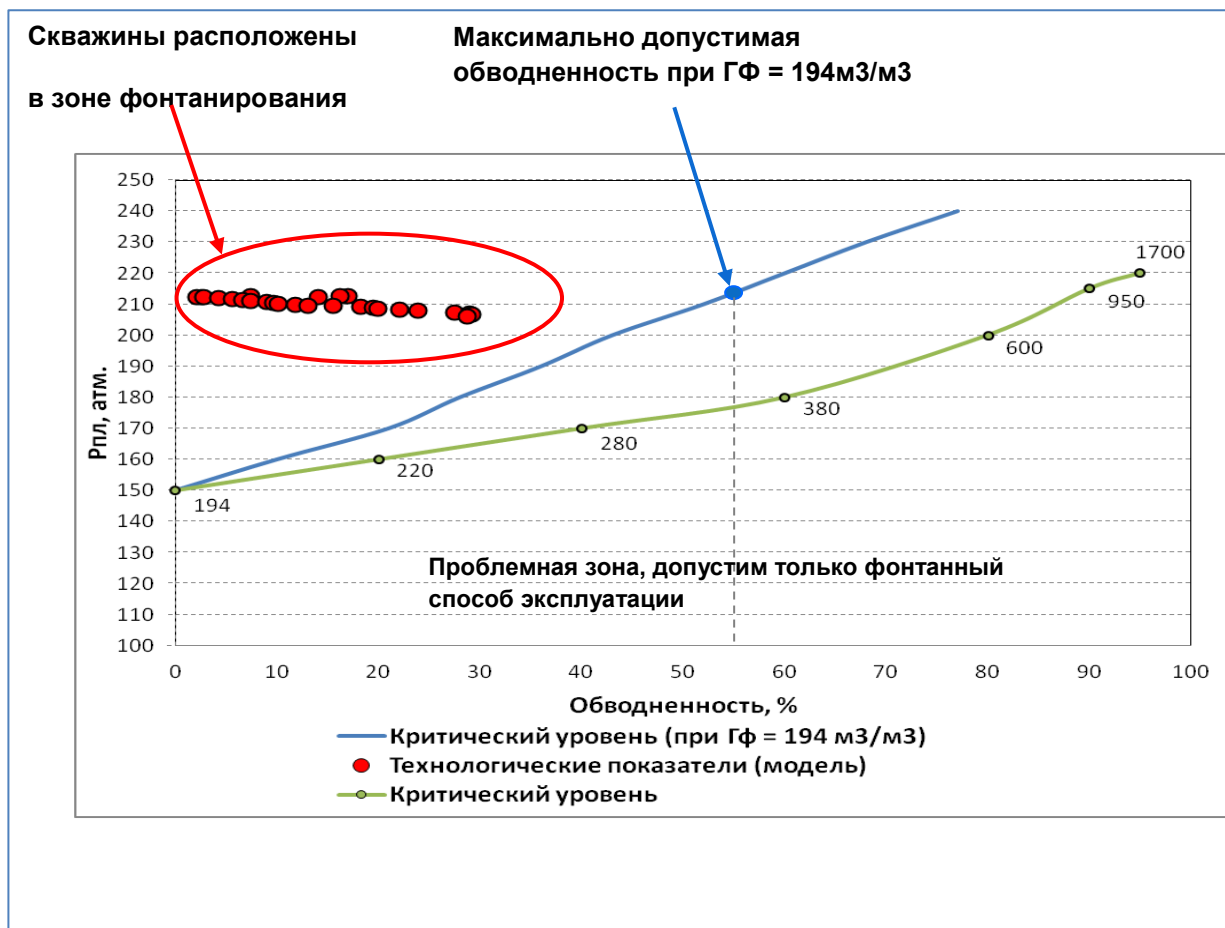


Рисунок 2.4 – Условия фонтанной эксплуатации скважин. Максимально допустимый уровень (критический уровень) давления и обводненности, при котором допустим фонтанный способ эксплуатации.

2.6 Анализ фонда скважин

С сентября 2017 года, началась промышленная эксплуатация месторождения. Идет активное разбуривание фонда скважин. На месторождении задействованы 12 буровых.

По состоянию на 01.01.2018 г. В пределах Юрубченского лицензионного участка пробурено 125 скважины (поисковые, разведочные, эксплуатационные), из них: 26-ликвидированы, 27- в консервации, 68-в действующем фонде, 2-пьезометрические. Характеристика фонда скважин приводится в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Характеристика фонда скважин

| Наименование | Характеристика фонда скважин | Юрубченская залежь |
|----------------------------------|--------------------------------|--------------------|
| Фонд добывающих скважин | Пробурено | 125 |
| | В том числе разведочные | 59 |
| | Возвращено с других горизонтов | |
| | Нагнетательные в отработке на | |
| | Всего | 125 |
| | В том числе: | |
| | Действующие | 68 |
| | Из них фонтанные | 66 |
| | ШГН | |
| | ЭЦН | 2 |
| | В т.ч в накоплении | |
| | Бездействующие | 2 |
| | В освоение после бурения | |
| | В консервации | 27 |
| | Пьезометрические | 2 |
| | Переведены на закачку | |
| | В ожидание ликвидации | |
| Ликвидированные | 26 | |
| Фонд водо-нагнетательных скважин | Пробурено | 6 |
| | Возвращено с других горизонтов | |
| | Всего | 6 |
| | В том числе: | |
| | Действующие | 3 |
| | Бездействующие | 3 |
| | В освоение после бурения | |
| | В консервации | |
| | Наблюдательные | |
| | В ожидание ликвидации | |
| Ликвидированные | | |

Механизированный фонд находится на стадии опытно-промышленных испытаний.

Поддержание пластового давления началось в марте 2018 года, в работе находятся скважины на КВНС-2.

3 Технология интеллектуального заканчивания для повышения эффективности разработки нефтяных оторочек

Можно сделать вывод, что при разработке Юрубчено-Тохомского месторождения системами горизонтальных скважин одними из основных проблем являются:

- неконтролируемые прорывы газа из газовой шапки в подгазовых зонах;
- неравномерный профиль притока вследствие значительных неоднородностей по проницаемости (трещиноватости).

Внедрение интеллектуальных систем заканчивания скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении позволит решить данные проблемы и достичь проектных показателей, как по добыче и КИН, так и по экономическим составляющим проекта.

3.1 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 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». При этом должен учитываться опыт строительства разведочных и эксплуатационных скважин на Юрубчено-Тохомском 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 схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины представлена на рисунке 3.1. Эксплуатационная колонна 178 мм. Диаметр открытого ствола 156 мм. Длина открытого ствола 1000 м.

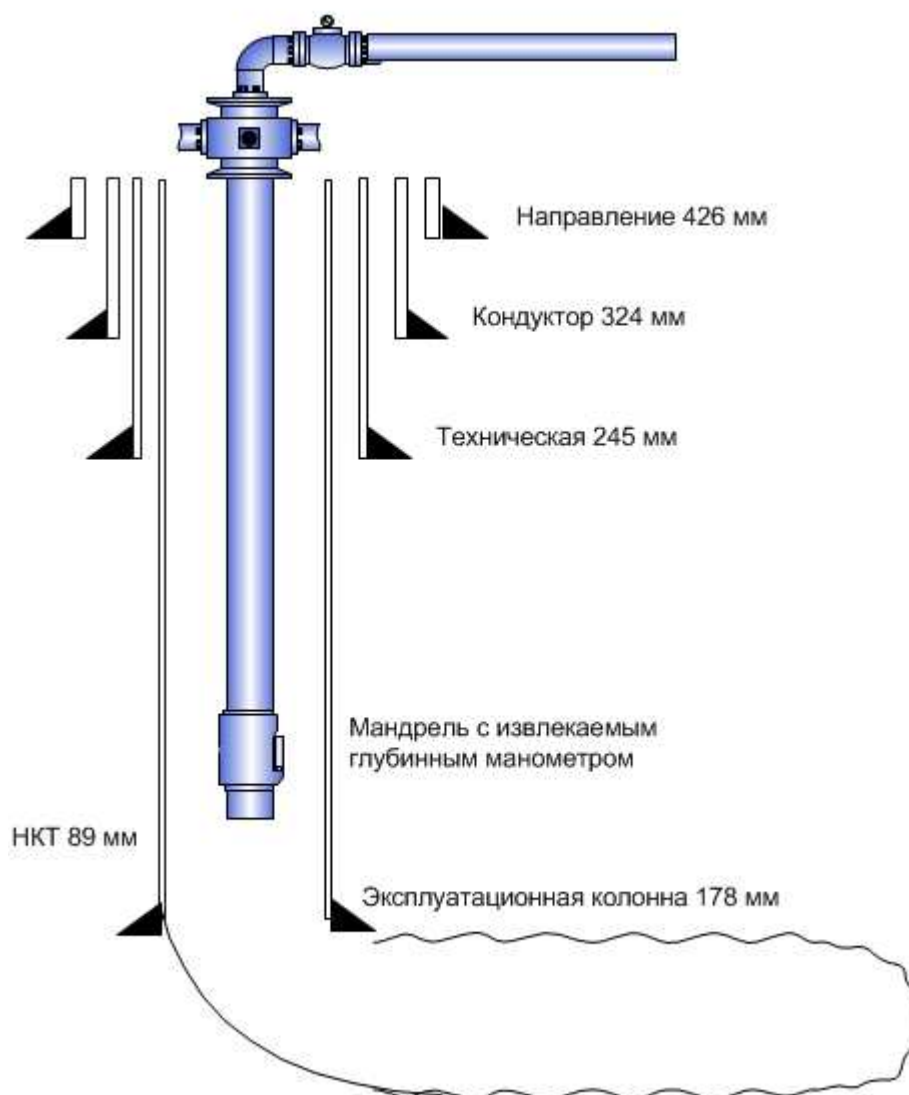


Рисунок 3.1 – Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины Юрубчено-Тохомского месторождения

Недостатком данного метода заканчивания является невозможность контролировать прорывы газа в добывающие скважины. В качестве одной из альтернатив возможно применение хвостовиков с перфорированными трубами (не требуется контроль пескопроявлений). Это дает возможность устанавливать на оборудовании нижнего заканчивания заколонные пакера, так как 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. 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 цементированным 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 [8])

Разбухающий заколонный пакер показан на Рисунке 3.2. Схема заканчивания горизонтальной скважины с заколонными разбухающими пакерами представлена на рисунке 3.3.



Рисунок 3.2 – Разбухающий заколонный пакер.

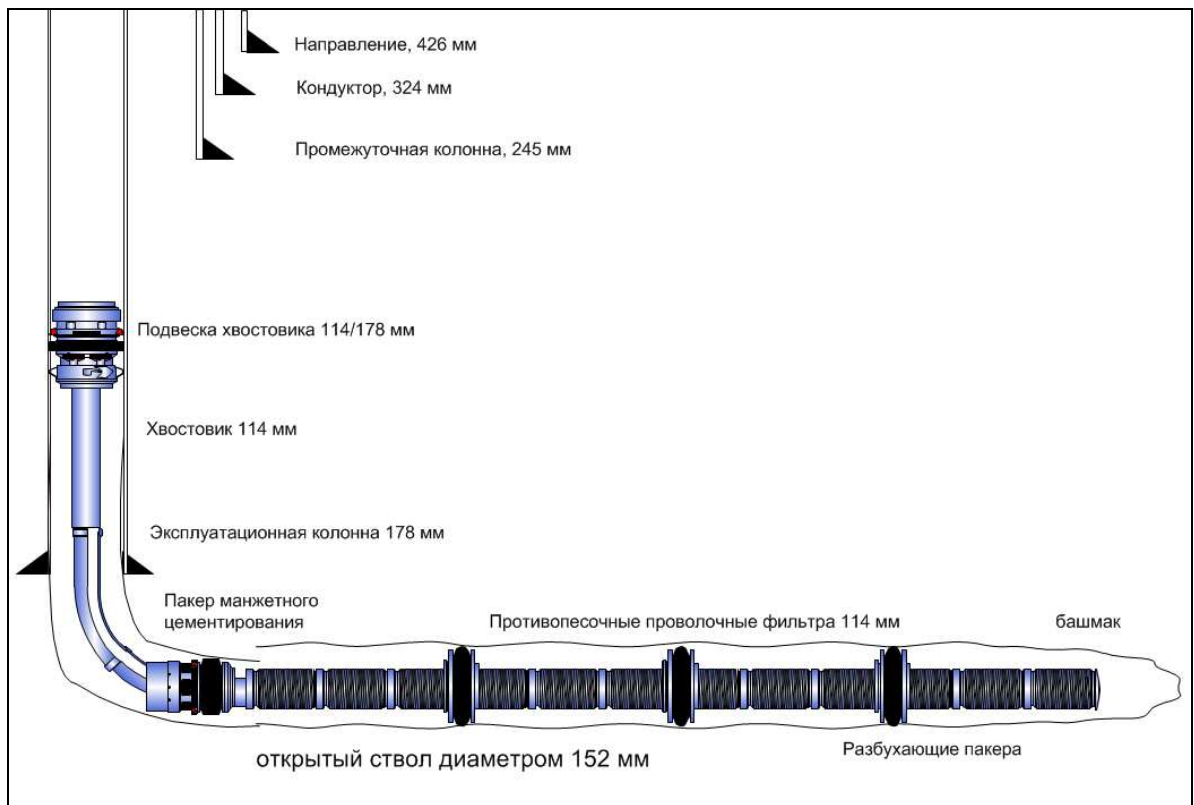


Рисунок 3.3 – Схема заканчивания горизонтальной добывающей скважины с использованием закоронных пакеров.

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 [9]. 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 закоронными 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 [10]. 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. Это позволяет выровнять профиль притока по всей длине скважины и предотвратить ранние прорывы газа/воды [11].

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 3.4 и рисунке 3.5 показаны трубочно-канальные устройства контроля притока (производство Бейкер-Хьюз) и штуцерные системы (производство Шлюмберже) соответственно.

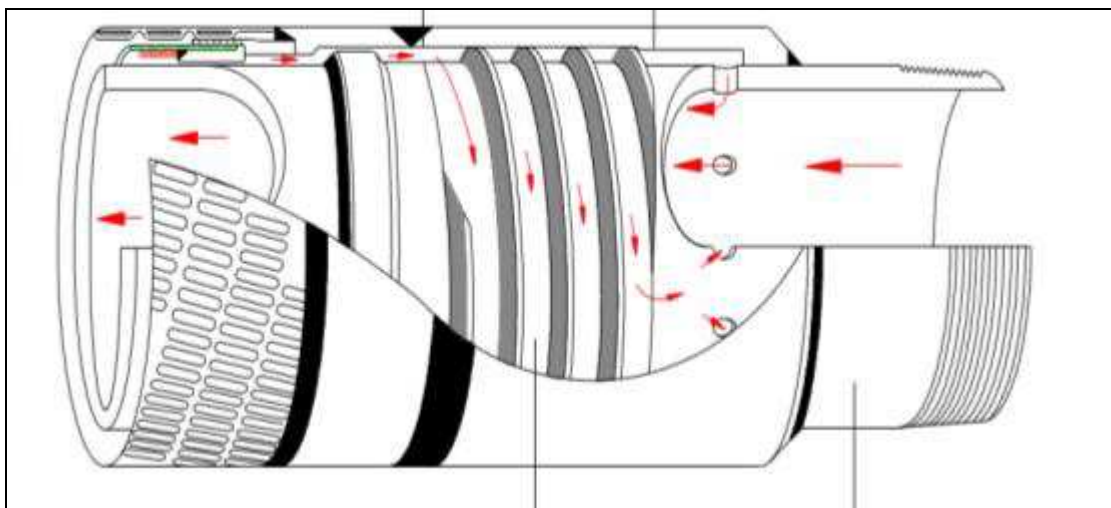


Рис. 3.4 – Устройство контроля притока (Бейкер-Хьюз).



Рис. 3.5 – Устройство контроля притока (Шлюмберже).

В работе [12] 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 заканчивания для Ванкорского месторождения представлено в работе [13]. 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 [10]. 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 дипломной работе предлагается использование интеллектуальных систем заканчивания скважин.

3.2 Технология интеллектуального заканчивания скважин

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 клапана бывают двухпозиционные (работающие только в двух режимах: ОТКРЫТ/ЗАКРЫТ) или регулируемые (дроссельные 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.

Система интеллектуального заканчивание 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 3.6. 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 хвостовиком с заколонными пакерами, внутрь хвостовика можно установить подобную систему интеллектуального заканчивания.

В случае разработки хорошо сцементированного коллектора (например, карбонатного месторождения как Юрубчено-Тохомское), когда риски обрушения ствола скважины минимальны, интеллектуальное заканчивание возможно устанавливать в открытый ствол. На рисунке 3.7 показана схема интеллектуального заканчивания скважин для многозбойной 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 спуско-подъемных операций. 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. Значительная часть скважин Юрубчено-Тохомского месторождения эксплуатируется фонтанным способом, поэтому данные скважины будут скважинами-кандидатами для установки интеллектуального заканчивания.

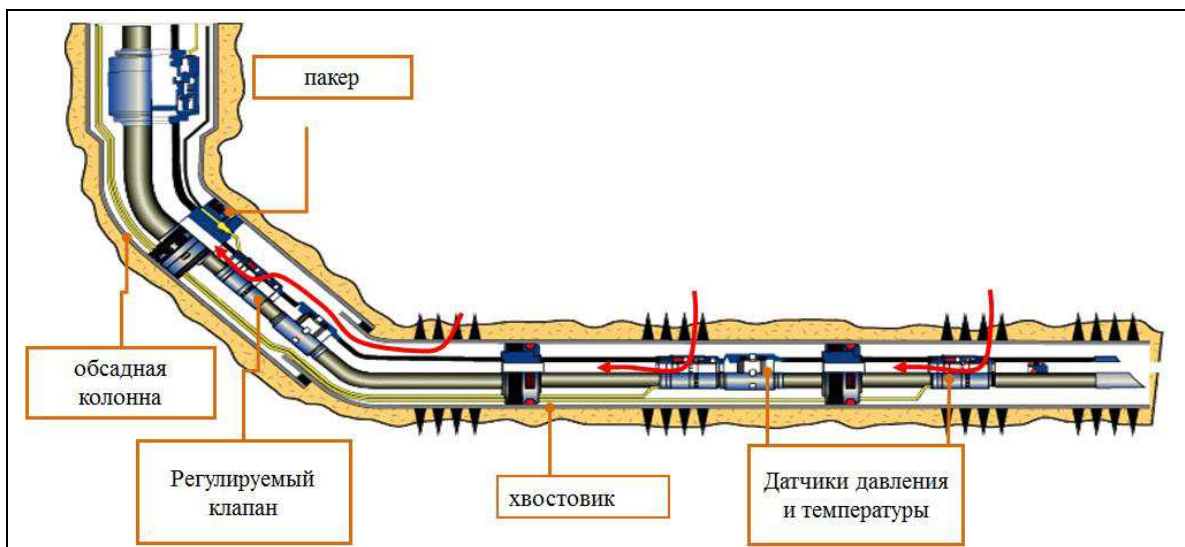


Рис. 3.6 – Схема интеллектуального заканчивания скважин.



Рис. 3.7 – Схема интеллектуального заканчивания скважин для многозабойной скважины карбонатного месторождения.

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

- Халибертон. Интеллектуальная система заканчивания WellDynamics SmartWell® [14] 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 [15] 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).
- Бейкер-Хьюз. Система Multinode представляет собой электрическую интеллектуальную систему заканчивания.

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

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 [16].
- “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” [17].
- «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Компания использует интеллектуальные системы заканчивания скважин в качестве перезаканчивания для борьбы с преждевременным прорывом газа из газовой шапки и для управления работой многоствольными скважинами [18].

3.3 Российская технология интеллектуального заканчивания скважин

В дипломной работе предлагается использовать для заканчивания скважин Юрубчено-Тохомского месторождения Российскую технологию интеллектуального заканчивания компании ТОТА. Схема заканчивания скважины представлена на рисунке 3.8.

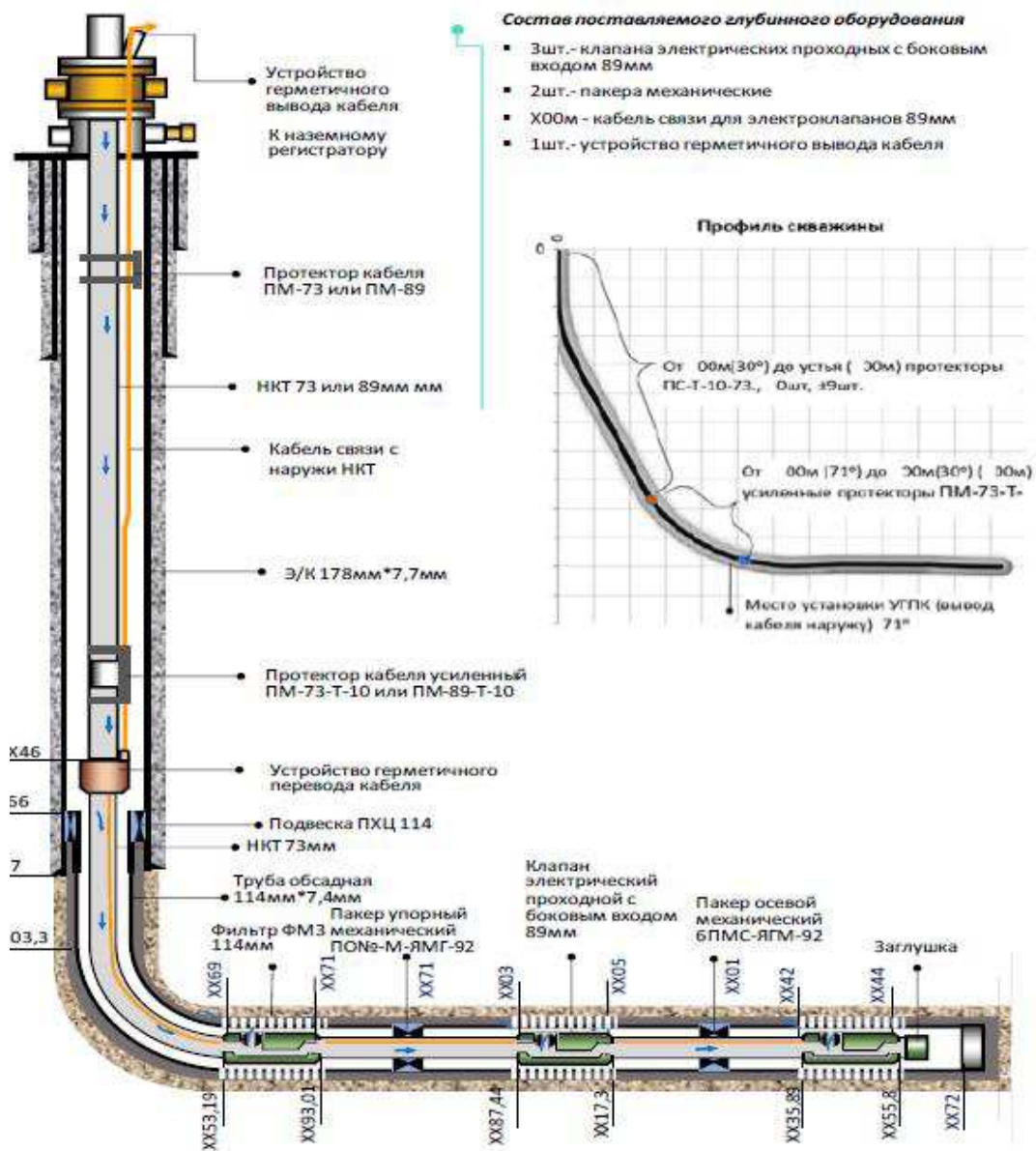


Рис. 3.8 – Схема интеллектуального заканчивания скважин компании ТОТА

Система интеллектуального заканчивания скважин компании ТОТА состоит из четырёх основных компонентов:

- гидравлический пакер – для разобщения зон эксплуатации или закачки (многоканальность пакера требуется для проводки контрольных линий или электрических кабелей для клапанов и систем мониторинга) (Рисунок 3.9);
- регулируемый электрический забойный клапан с дистанционным управлением (многопозиционный). Связь с поверхностью осуществляется с помощью электрического кабеля (рисунок 3.10).

- средства мониторинга (датчики давления и температуры, установленные как снаружи, так и внутри оборудования заканчивания). Это дает возможность оценить по перепаду давления и известному проходному сечению клапана расход с каждой зоны (рисунок 3.11).
- наземная система сбора и обработки информации и управления (рисунок 3.12).



Пакер
гидравлический
ПГС-ЯГ-88-40-70

Удлинитель
трубный
УТ-88-40-70

Рисунок 3.9 – Пакер гидравлический с трубным удлинителем



Рисунок 3.10 – Регулируемый электрический забойный клапан

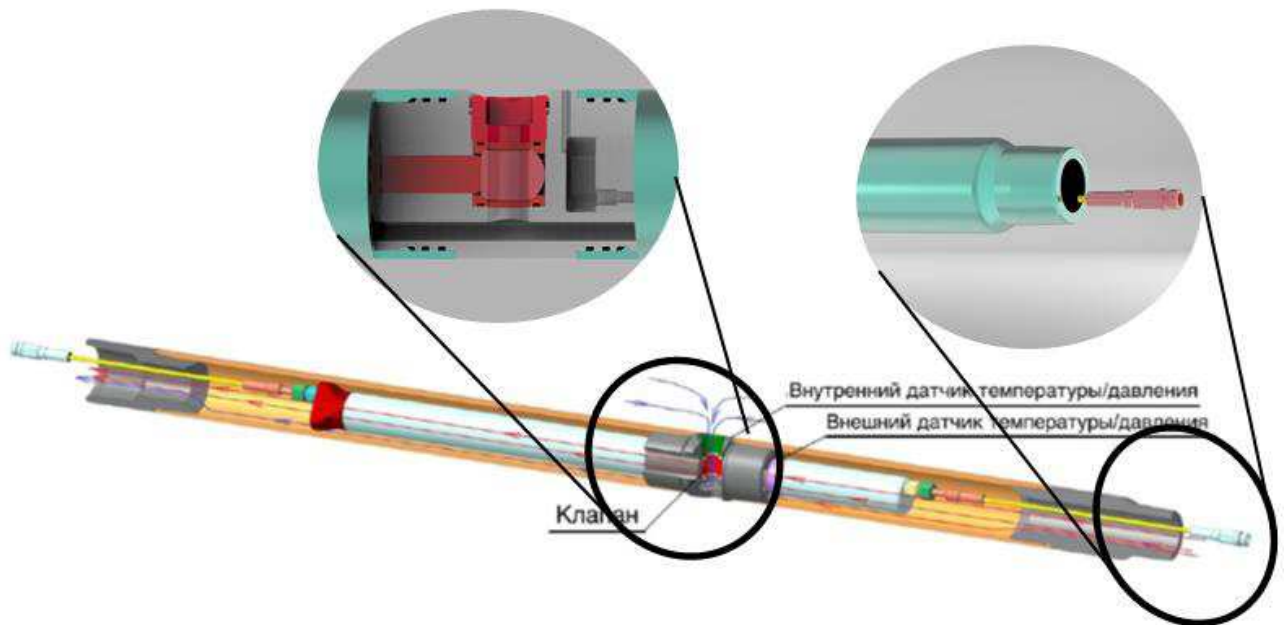


Рисунок 3.11 – Система мониторинга

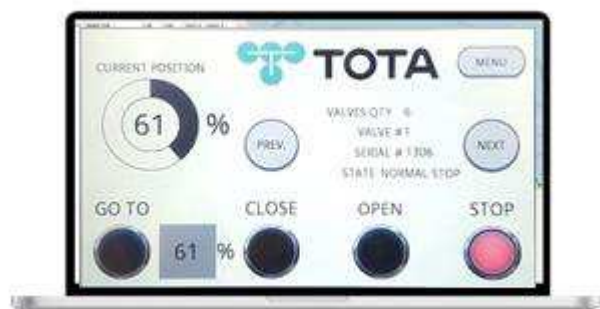


Рисунок 3.12 – Наземная система сбора и обработки информации и управления

Основные технические характеристики Российской технологии интеллектуального заканчивания компании TOTA представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Технические характеристики технологии интеллектуального заканчивания компании TOTA

| | |
|--|---|
| Условный диаметр и толщина стенок хвостовика – фильтра, мм | 114 (7,5-9) |
| Диаметр пакер/эл.клапан, мм | 89 |
| Общий диаметр входного/проходного канала эл. клапана, мм | 20/32 |
| Проходного канала пакера, мм | 40 |
| Максимальный перепад давления, МПа, не более | 35 |
| Давление посадки пакеров, МПа, не более | 10/22 |
| Максимальный перепад давления, <u>воспринимаемый</u> пакером, МПа: снизу вверх / сверху вниз | 70/35 |
| Усилие срыва пакеров, тс, не более | 6 |
| Рабочая среда | пластовая вода, буровой раствор, нефть, растворы кислот и щелочей |
| Температура рабочей среды, °С, не более | 120 |

Технология интеллектуального заканчивания компании TOTA позволяет решать следующий круг задач для повышения эффективности эксплуатации скважин Юрубчено-Тохомского месторождения:

- поинтервальное освоение скважины после бурения, что позволит эффективно очистить ствол скважины;

- создание различной депрессии для различных интервалов – снижение эффекта неравномерной депрессии вдоль ствола скважины;
- блокирование интервалов прорыва газа или воды;
- поинтервальное ГДИС.

3.4 Анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину Юрубчено-Тохомского 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 Юрубчено-Тохомского месторождения месторождения проведено в программном пакете «RuTAD».

Траектория скважины А0 Юрубчено-Тохомского месторождения месторождения, представленная на Рисунке 3.13, является горизонтальной с максимальным углом 92 градуса. 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 3.14. 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 3.15 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 3.16.

Таким образом компоновка интеллектуального заканчивания для скважины А0 Юрубчено-Тохомского месторождения с большей вероятностью доходит до намеченной глубины.

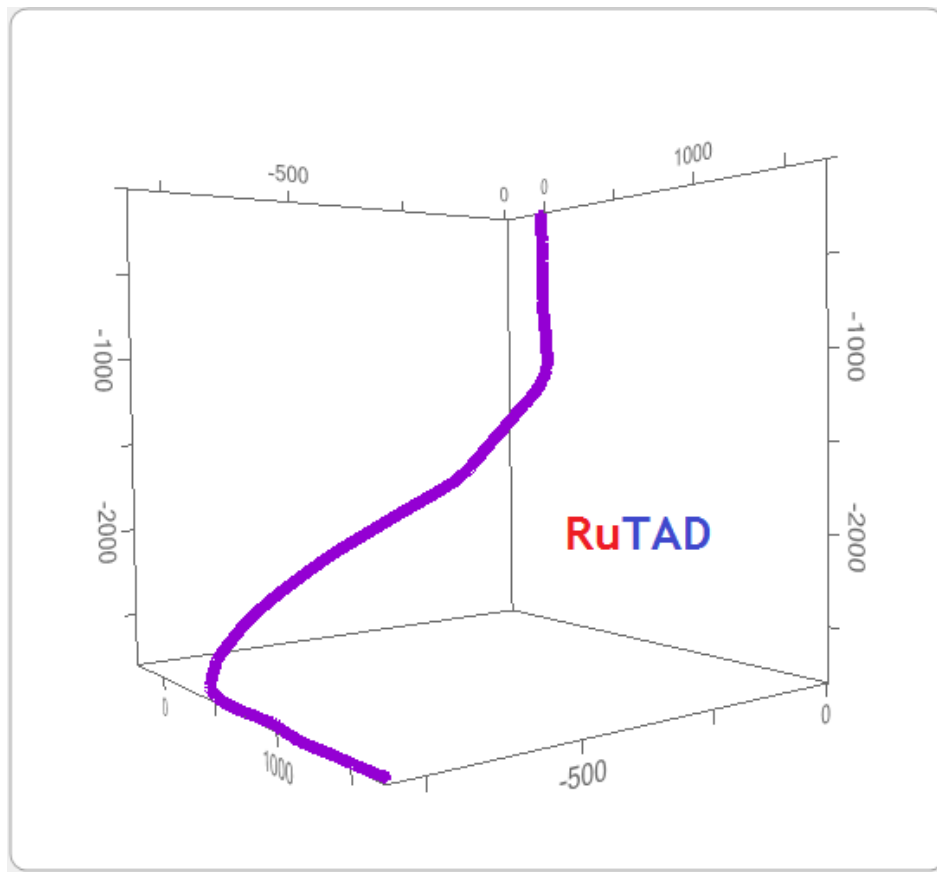


Рисунок 3.13 – Траектория скважины А0 Юрубчено-Тохомского месторождения.

| 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/м ³ | 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/м ³ | Комментарии | | | |
| 0.00 | 3500 | 89 | 73 | 8.00 | 15 | 1100 | 89 mm НКТ | | | |
| 3 500.00 | 3778 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |
| 3 778.00 | 3782 | 89 | 62 | 13.50 | 25 | 1100 | ICV 1 | | | |
| 3 782.00 | 3928 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |
| 3 928.00 | 3932 | 92 | 62 | 15.00 | 27 | 1100 | Packer 1 | | | |
| 3 932.00 | 4128 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |
| 4 128.00 | 4132 | 89 | 62 | 13.50 | 25 | 1100 | ICV 2 | | | |
| 4 132.00 | 4328 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |
| 4 328.00 | 4332 | 92 | 62 | 15.00 | 27 | 1100 | Packer 2 | | | |
| 4 332.00 | 4478 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |
| 4 478.00 | 4482 | 89 | 62 | 13.50 | 25 | 1100 | ICV 3 | | | |
| 4 482.00 | 4620 | 73 | 62 | 5.50 | 10 | 1100 | 73 mm НКТ | | | |

RuTAD

Траектория Схема заканчивания Расчеты

Рисунок 3.14 – Параметры оборудования для расчетов по спуску компоновки интеллектуального заканчивания.

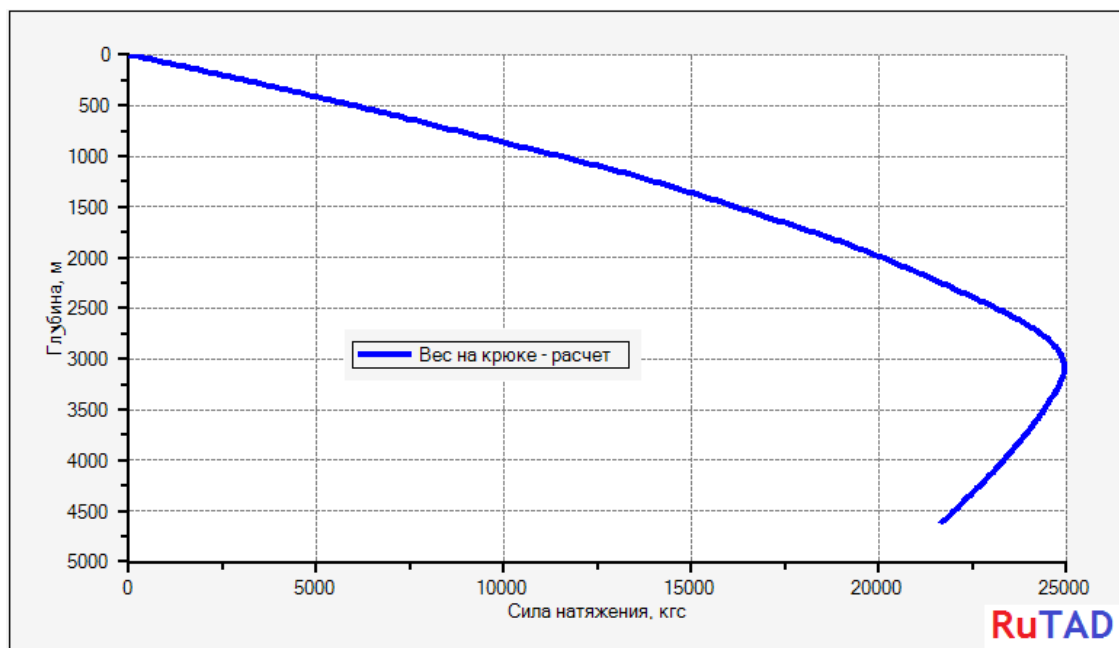


Рисунок 3.15 – Вес на крюке (не учитывает вес крюка) во время спуска компоновки заканчивания до определенной глубины.

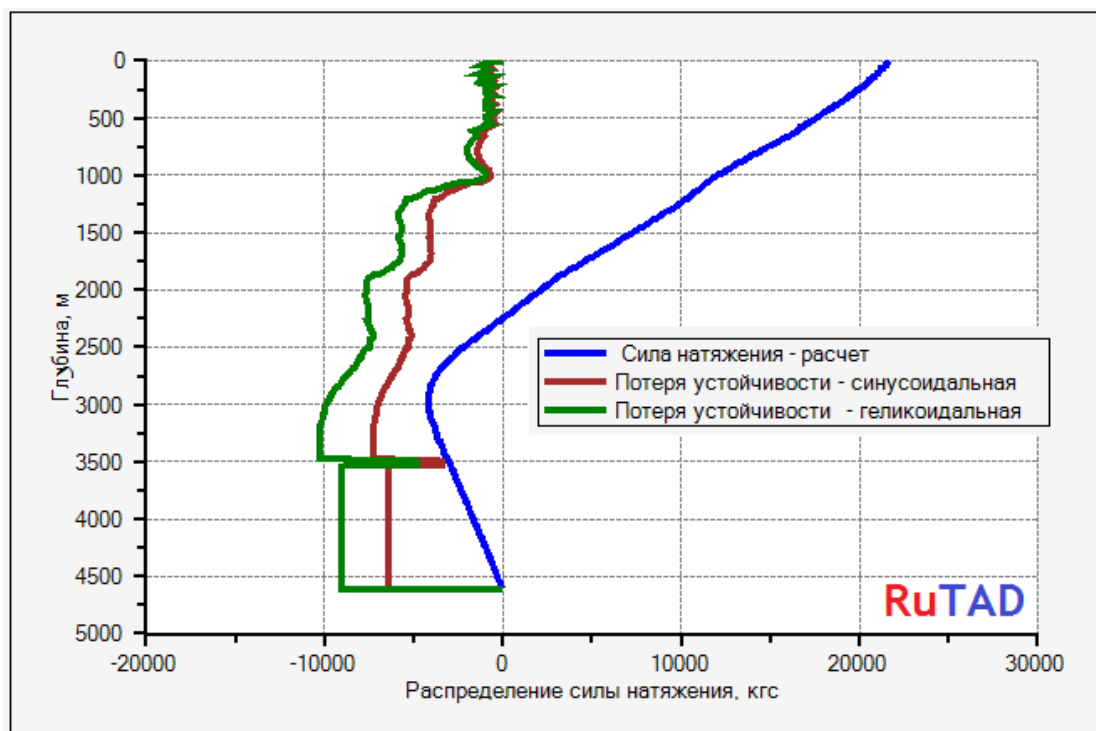


Рисунок 3.16 – Определение интервалов потери устойчивости при полностью спущенной колонне

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.

4. Безопасность и экологичность производства

Освоение, эксплуатация и ремонты нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды [19].

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе -28°C до -35°C , самая низкая температура достигает -60°C . Высота снежного покрова достигает 0,40-0,90 м. Лето умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле $+19^{\circ}\text{C}$.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib. [20]

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °C. [21]

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м² на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м². [21]

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ.

Санитарно-гигиенические условия труда представлены в таблице 4.1. [22, 23]

Таблица 4.1 – Санитарно-гигиенические условия труда

| Характеристики | Производственные помещения |
|--|--------------------------------------|
| Виды рабочего искусственного освещения: источники света | лампа накаливания |
| Освещенность, лк, норма/факт | 20/20 |
| Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк | 20 20 |
| Источники питания аварийного освещения | аккумуляторная батарея |
| Исполнение светильников | газо-защищенное и взрывогазозащитное |

Продолжение таблицы 4.1

| | |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Мощность светильников, Вт | 200, 250, 400 |
| Количество светильников | 3 |
| Источники шума | газопровод, ПАЭС-2500 |
| Нормируемые параметры, дБ, норма/факт | 80/76 |
| Источники вибрации | ПАЭС-2500 |
| Нормируемые параметры, дБ, норма/факт | 81/80 |

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении. [24]

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами. [25]

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.2 [26]

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

| Вещество | Объем, мг/м ³ |
|----------|-----------------------------|
| Аммиак | 20 |

Продолжение таблицы 4.2

| | |
|---|------|
| Бензин-растворитель (в пересчете на С) | 300 |
| Керосин (в пересчете на С) | 300 |
| Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂ | 4 |
| Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅ | 3 |
| Спирт метиловый (метанол) | 5 |
| Спирт этиловый | 1000 |
| Углеводороды С ₁ —С ₁₀ | 300 |
| Хлор | 0,1 |

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы.

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ. [27]

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений. [28]

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов. [29]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.3 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

| Показатели | Наименование веществ | |
|---|--|----------------------------------|
| | метан | нефть |
| Плотность по воздуху | 0.5543 | 3.5 |
| Температура самовоспламенения, °С | 450 | 270-320 |
| Температура вспышки, °С | - | 40-17 |
| Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне | 300 | 300 |
| Класс опасности | 4 | 3 |
| Концентрационные пределы воспламенения | 5-15 | 1.26-6.5 |
| Действие на организм | В больших концентрациях обладает наркотическим действием | Обладает наркотическим действием |

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.4[30].

Таблица 4.4 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

| Наименование сооружений и установок | Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85 | Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78 | Категория молниезащиты по РД 08-200-98 |
|--|---|--|--|
| Устье скважины | В-Іг | ІА-ТЗ | 2 |
| Емкости для нефти | В-Іг | ІА-ТЗ | 2 |
| Горизонтальная факельная установка (ГФУ) | В-Іг | ІА-ТЗ | 2 |
| <p>В-Іг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; ІІ-ІІІ – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. ІА-ТЗ – промышленные газы и пара с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.</p> | | | |

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт.;
- ящик с песком, $V = 0,5 \text{ м}^3$ – 4 шт.;
- ящик с песком, $V = 1 \text{ м}^3$ – 2 шт.;
- лопаты – 5 шт.;
- ломы – 2 шт.;
- топоры – 2 шт.;
- багры – 2 шт.;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [30].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Анализ возможных аварийных ситуаций

| Возможные аварии | Последствия |
|--|---|
| Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений | <ul style="list-style-type: none">- розлив химреагента в помещении УДХ- загазованность помещения- отравление парами химреагента, облив химреагентом |
| Пожар в производственном помещении | <ul style="list-style-type: none">- выброс газа и разлив нефти в помещении- поражение людей продуктами сгорания- загазованность территории и помещения- розлив химреагента |
| Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины | <ul style="list-style-type: none">- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду- загазованность территории- отравление газом, облив нефтью |

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

4.7 Экологичность проекта

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

В объемы водоохраных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа посвящена анализу возможности использования интеллектуальных систем заканчивания скважин на примере Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край).

В процессе работы над данной тематикой были рассмотрены и проанализированы следующие темы:

- Текущая схема заканчивания скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении: - проведен анализ текущих систем заканчивания скважин на Юрубчено-Тохомском месторождении. Выявлены некоторые недостатки, не позволяющие эффективно управлять разработкой месторождения с использованием текущих схем заканчивания скважин.
- Технология интеллектуального заканчивания скважин: - рассмотрена технология интеллектуального заканчивания скважин. Представлены основные элементы компоновки оборудования. Проведен литературный обзор опыта использования данной технологии на других месторождениях.
- Подобрана Российская технология интеллектуального заканчивания скважин, позволяющая решить поставленные задачи.
- Проведен анализ возможности спуска оборудования интеллектуального заканчивания в типовую скважину Юрубчено-Тохомского месторождения: проведены инженерные расчеты для анализа “дохождения” компоновки интеллектуального заканчивания до запланированной глубины на примере реальной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения. Результаты моделирования показали, что компоновка интеллектуального заканчивания для скважины А0 Юрубчено-Тохомского месторождения с большей вероятностью доходит до намеченной глубины.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГКЗ - Государственная комиссия по запасам
НГР - нефтегазоносный район
НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение
НИЗ - начальные извлекаемые запасы
НГЗ - начальные геологические запасы
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ГШ – газовая шапка
ПД – поддержание пластового давления
ГНК – газо-нефтяной контакт
СК – суперколлектор
МУН – методы увеличения нефтеотдачи
КИН – коэффициент извлечения нефти
ТГВ – термогазовый метод
ШФЛУ - широкая фракция лёгких углеводородов
ПАВ - поверхностно-активные вещества
ПДС - полимерно-дисперсная система
ВУС - воздействие вязкоупругими составами
ПНДС - полимерно-наполненная дисперсная система
ПЗС - призабойная зона скважины
ГРП – гидроразрыв пласта
ГНКТ - гибкие насосно-компрессорные трубы
ПАА - полиакриламид
ВГВ – водогазовый метод
ПНВРА - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
ОБП – опорная база промысла
ЦПС – центральный пункт сбора
ОБУВ - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
СЗЗ – санитарно-защитная зона
ГСМ – горюче-смазочные материалы
ПДВ - предельно допустимый выброс
ПДК - предельно допустимая концентрация
МЗС – много-забойная скважина
ГС – горизонтальная скважина
ГРР – геолого-разведочные работы
КВД – кривая восстановления давления
КПД - кривая падения давления
ГДИС – гидродинамические исследования скважин

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Конторович А.А. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения (в пределах Юрубченского лицензионного участка). ОАО «Востсибнефтегаз» ЗАО «Красноярскгеофизика», г. Красноярск, 2003 г.
2. Отчет “Уточненный проект пробной эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения” Договор 9043 Этап 1 Том1 Самара – 1995.
3. Вольпин С.Г. “Обработка результатов гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения и составление программы ГДИ на 2003 год” (отчёт по договору № 24-02/с). Москва, 2002г.
4. Вольпин С.Г. «Определение степени интерференции скважин и участия матрицы в процессах фильтрации по данным гидродинамических исследований скважин Юрубчено-Тохомского месторождения» (отчет по договору № ВС-81-03). Москва, 2003г.
5. Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г.
6. «Уточненный проект эксплуатации опытного участка Юрубченского месторождения». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» по договору 9043. г. Самара, 1995г.
7. «ТЭО разработки на условиях соглашения о разделе продукции Юрубченского блока ЮТНГКМ». Отчет ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ» Том 2, Самара, 2001г.
8. Журавлев О.Н., Нухаев М.Т., Щелушкин Р.В.: “Российские системы заканчивания горизонтальных скважин” // Нефтесервис // 2013 №4 // стр.38-40
9. 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.

10. 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
11. Moen T., Asheim H. Inflow Control Device and Near-Wellbore Interaction // Paper SPE 112471, 2008.
12. 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
13. Семенов, Исламов, Нухаев: Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство // 2009 # 11
14. http://halliburton.ru/services/hct/well_completions/intelligent/
15. http://www.slb.com/services/completions/intelligent/intellizone_modular_zonal_management_system.aspx
16. <http://salympetroleum.ru/technologies/production/smartwells/>
17. <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/history.wbp>
18. <http://www.nvn.lukoil.com/main/default.asp>
19. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
20. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
21. СНиП 41 -01 -2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введен 01.01.2003. – Москва : Стандартинформ, 2001. – 9 с.
22. Руководство 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – Введен 01.11.2005. – Москва: ГУ НИИ медицины труда Российской академии наук, 2003. – 182 с.

23. ГОСТ 24940-81СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 01.01.2009. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 12 с.
24. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 01.01.2009. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 12 с.
25. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введен 01.01.1989. – Москва: Государственный стандарт союза СССР, 1988. – 15 с.
26. ГН 2.2.5.2439-09 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введен 01.01.2009. – Москва: МинздравРоссии, 2008. – 14 с.
27. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» – Москва: Минюст России, 2013.
28. СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». – Введен 01.01.2003. – Москва: ВНИИПО МЧС России, 2002. – 37 с.
29. СП 4.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно - планировочным и конструктивным решениям. – Введен 01.05.2009. – Москва: 2009. – 156 с.
30. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – Введен 01.01.2013. – Москва 2011. – 68 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско
« 24 » 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ
СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ЮРУБЧЕНО-
ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Руководитель Нухаев профессор, канд. техн. наук М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник А.А. Соха А.А. Соха
подпись, дата

Консультант
Безопасность и экологичность М.А. С.Н. Масаев
подпись, дата

Нормоконтролер Коржова 24.06.2021 С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021