

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

Нефти и газа
институт

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н. Д. Булчаев
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 – Нефтегазовое дело

21.03.01.02 – Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

код – наименование направления

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО

тема

ГАЗА НА ЯРАКТИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ

МЕСТОРОЖДЕНИИ (Иркутская область)

Руководитель

подпись, дата

канд. физ.-мат. наук, доцент,
профессор кафедры РЭНиГМ
должность, ученая степень

Б. Б. Квеско
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

В. В. Вергейчик
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа БР по теме: Анализ методов использования попутного нефтяного газа на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении

Консультанты по разделам:

_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия
_____	_____	_____
наименование раздела	подпись, дата	инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 с., 7 рис., 12 табл., 7 источников, 1 приложение.

ЯРАКТИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СКВАЖИНА, ПОПУТНЫЙ ГАЗ, ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС, СЕПАРАЦИЯ, САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА.

Объектом исследования являются методы использования попутного нефтяного газа на Ярактинском НГКМ и разработка рекомендаций по повышению их эффективности.

Целью настоящей работы являлся анализ научно-технических и промысловых данных разработок в области использования попутного нефтяного газа, выдача рекомендаций по повышению эффективности его использования.

В процессе работы проводились поисковые исследования по новым технологиям использования попутного газа, также проанализировано текущее состояние использования попутного газа Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выявлено, что на данном месторождении наиболее эффективными методами использования попутного газа являются сайклинг-процесс и использование газа для производства электроэнергии.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
Основная часть	7
1. Геология месторождения	7
1.1 Общие сведения о месторождении	7
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	12
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	23
1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды	26
1.5 Запасы нефти, газа, КИН	32
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении	34
2 Технологическая часть	35
2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения	35
2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения	37
2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки	40
2.4 Анализ состояния фонда скважин	41
2.5 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на Ярактинском месторождении	42
2.6 Анализ выработки запасов нефти	45
2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки	46
3 Специальная часть	48
3.1. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа	48
3.2 Переработка ПНГ и ПГ	50
3.3 Использование ПНГ для выработки электроэнергии	54
3.4 Использование ПНГ для обратной закачки в пласт	56
3.5 Анализ методов использования ПНГ на Ярактинском НГКМ	59
4 Безопасность и экологичность	62
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	62

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	63
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	65
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	67
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	68
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	69
4.7 Экологичность проекта	70
Заключение	72
Список сокращений	73
Список использованных источников	75
Приложение А	76

ВВЕДЕНИЕ

Ключевые задачи предприятий нефтегазового комплекса на ближайшие годы определены необходимостью утилизации и переработки попутного нефтяного газа. На протяжении многих лет нефтегазовый комплекс оставался основным загрязнителем воздуха и окружающей среды за счет повсеместного сжигания больших объемов попутного нефтяного газа. На его долю приходилось до 30% вредных выбросов всего промышленного комплекса страны. В то же время специфика добычи ПНГ заключается в том, что он является побочным продуктом добычи нефти. Отсутствие инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки долгое время были основной причиной нерационального использования ПНГ.

Проблемы нефтегазовой отрасли:

- Низкий уровень рационального использования попутного газа;
- Высокий уровень загрязнения окружающей среды;
- Высокие штрафы за нерациональное использование более 5% ПНГ с 2012 года;
- Потребность в энергоэффективных решениях утилизации попутного газа.

Целью данной работы является анализ научно-технических и промысловых данных разработок в области использования попутного нефтяного газа, выдача рекомендаций по повышению эффективности его использования. Основная задача состоит в предложении технологических решениях по утилизации попутного нефтяного газа на примере Ярактинского НГКМ.

Основная часть

1. Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ярактинское НКГМ в административном положении расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районах Иркутской области (рис.1.1.1).

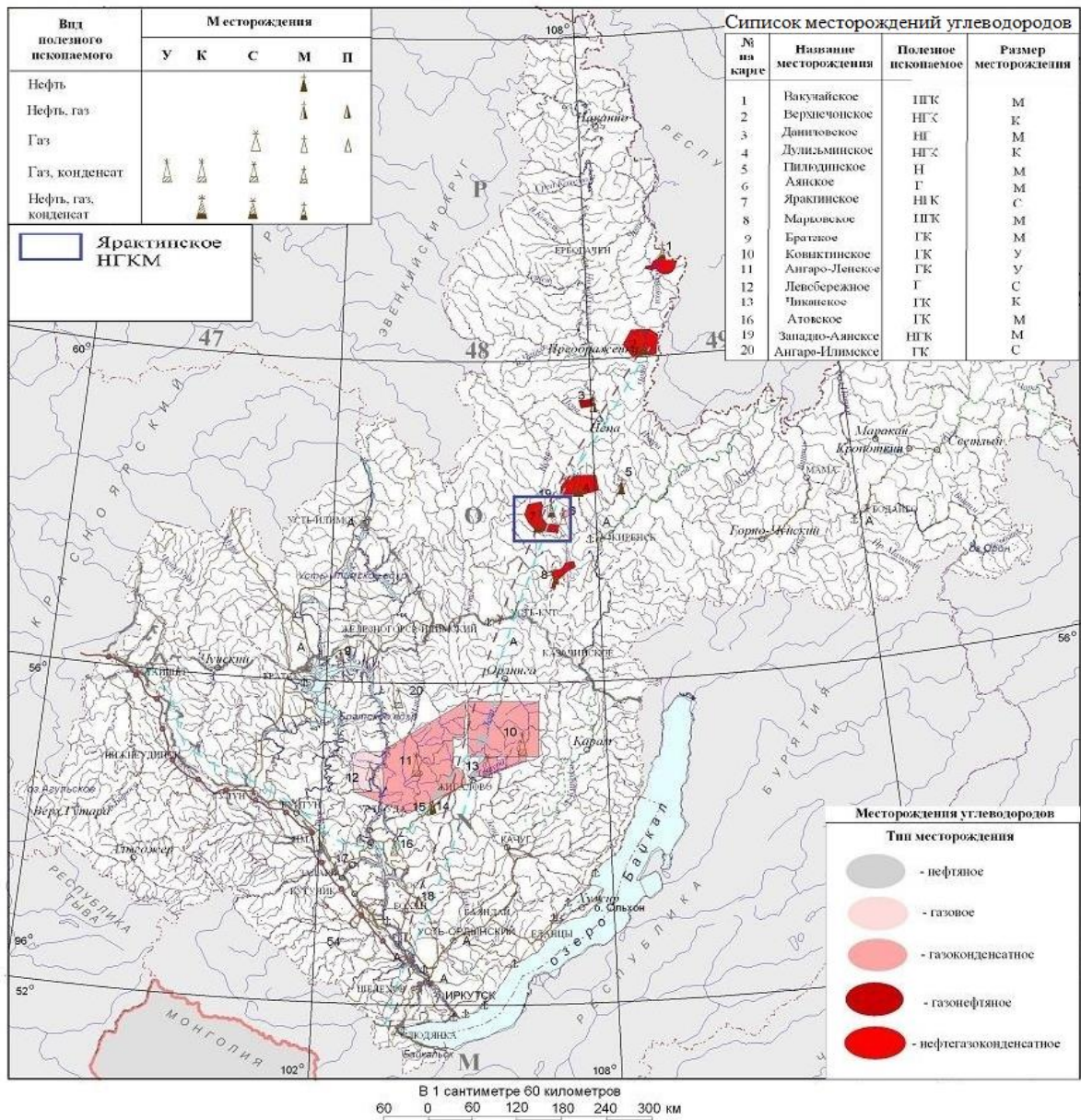


Рисунок 1.1.1 – Карта расположения месторождений углеводородов Иркутской области

Открытие Ярактинского НГКМ датируется июнем 1969 г., когда при испытании поисковой скважины № 5-СМ, из интервала 2160-2150 м был получен приток нефти дебитом 1,5 м³/сут, при динамическом уровне 2019 м.

Продуктивными на Ярактинской площади оказались базальные терригенные отложения, которые в объеме от кровли фундамента до подошвы доломитов тирской свиты среднемотской подсвиты были выделены под условным названием “ярактинская пачка”.

Это открытие явилось результатом разворота поисково-разведочных работ в Приленском районе, после открытия Марковского месторождения. Принципиальная важность этого открытия заключалась в том, что в древних базальных терригенных отложениях вендского комплекса было выявлено промышленное скопление нефти на Сибирской платформе.

По результатам разведочных работ, которые были проведены на площади до 1973 г. считалось, что Ярактинское месторождение является нефтяным, так как из всех пробуренных скважин в продуктивном контуре были получены притоки нефти. Но в процессе дальнейших разведочных работ было установлено, что Ярактинское месторождение является нефтегазоконденсатным. В 2008 году на Ярактинской площади было пробурено 53 поисковых скважин, 13 разведочных, а так же 5 эксплуатационных скважин. Площадь всего месторождения - 315,00 км², при том чисто нефтяная зона – 81,84 км².

Запасы (протокол ГКЗ № 8172 от 21.11.1978 года):

- нефти, извлекаемые С1 – 11,471 млн т;
- газа, извлекаемые по категории С1+С2 – 39,061 млрд м³;
- конденсата, извлекаемые по категории С1+С2 – 4,013 млн т.

Ярактинское НГКМ одним из первых в Иркутской области введено в промышленную разработку. В настоящее время эксплуатацией Ярактинского месторождения занимается Иркутская нефтяная компания.

Южнее на 80 км от Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенного на

судоходной реке Лена, в 150 км вниз по течению от г. Усть-Кута. На северо-востоке в 60 км находится Дулисьминское месторождение (открыто в 1983 г.), восточнее в 40 км расположено Аянское месторождение.

Город Усть-Кут в западном направлении связан железнодорожной веткой Тайшет-Лена с транссибирской магистралью, в восточном направлении построена Байкало-Амурская магистраль.

Усть-Кут является важным центром, через который осуществляется снабжение всего народного хозяйства обширных районов Восточной Сибири и Якутии в пределах бассейна р. Лена вплоть до Северного Ледовитого океана. Многочисленные грузы, поступающие на станцию Лена, перерабатываются крупнейшим речным портом России - Осетрово и далее следуют речным транспортом по р. Лена и ее притокам к предприятиям и стройкам этой части Сибири. По трассе железнодорожной ветки Тайшет-Лена расположены Коршуновский горно-обогатительный комбинат, Братский промышленно-энергетический комплекс, включающий крупные лесодобывающие и лесоперерабатывающие предприятия.

Расстояние от г. Усть-Кута (станция Лена) по железной дороге до узловой станции Тайшет – 720 км, а до областного центра г. Иркутска – 1389 км.

Район Ярактинского НГКМ входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Средне-Сибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными гидросетью [1, 4, 5].

Средняя высота водоразделов не превышает 550-600 м над уровнем моря. Максимальные абсолютные отметки на водоразделах достигают 650 м, а минимальные в долинах рек – 400 м.

Непосредственно Ярактинское НГКМ расположено на водоразделе между верховьями рек Нижней Тунгуски и Непы.

Река Нижняя Тунгуска протекает южнее исследуемого района. Средняя скорость течения в этой части реки 0,4 м/сек. Максимальная глубина реки 2-2,5 м, минимальная - 0,5 м. Ширина русла 10-12 м. Наиболее высокий уровень воды наблюдается во время весенних паводков. Река в этой части не судоходна. Наиболее значительными притоками р. Нижней Тунгуски на площади работ являются р. Хаил, р. Яракта, р. Гульмок и др.

Река Непа протекает севернее разведанного месторождения и также практически не судоходна. Средняя скорость течения реки около 0,5 м/сек. Максимальная глубина 2,5 м, минимальная - 0,5-1 м. Ширина реки в районе работ 7-10 метров. Наиболее крупным притоком р. Непа на площади работ является р. Кирон.

Основными особенностями гидрологического режима рек являются: питание за счет атмосферных осадков и таянья сезонной и многолетней мерзлоты, относительная многоводность стока в различное время года.

Климат района резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до -48° - -55°C , максимальная температура приходится на июнь-июль и достигает $+30^{\circ}$ $+35^{\circ}\text{C}$, среднегодовая температура воздуха $-3,5^{\circ}\text{C}$.

Количество осадков составляет 350 мм в год, причем, большая часть их приходится на осенне-летний период.

Постоянный снеговой покров держится с середины октября до начала мая. Высота его не велика (0,8-0,9 м), что в сочетании с низкими температурами, продолжительной зимой, обуславливает глубокое промерзание грунта. Полное оттаивание грунта происходит только в конце июля. На северных затаеженных склонах водоразделов мерзлота держится круглый год.

Ледостав на р. Нижняя Тунгуска и р. Непа начинается в середине октября. Полностью ото льда реки освобождаются в середине мая.

Растительность района типично таежная и состоит, в основном, из хвойных пород леса, среди которых преобладает сосна. Подчиненное значение имеют: лиственница, ель, кедр, пихта, береза и осина.

В районе работ населенные пункты отсутствуют, местность покрыта сплошной труднопроходимой тайгой с сильно расчлененным рельефом. До ближайших населенных пунктов, расположенных преимущественно по берегам р. Лена, 80-100 км, до г. Усть-Кута расстояние по прямой 140 км в направлении на юго-запад.

Местное население занято в леспромхозах, в сельском хозяйстве, пушном промысле.

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение и перевозка грузов возможна только по зимним дорогам в период с декабря по март. В летнее время перевоз возможен лишь вездеходным транспортом в сухую погоду.

Транспортные перевозки, в период навигации по р. Лена, можно осуществлять с середины октября.

Из местных строительных материалов наибольшее значение и применение имеет лес, используемый также в качестве топлива, в том числе для котельных установок на буровых.

В числе прочих строительных материалов следует отметить наличие песчаников и доломитов залегающих вблизи поверхности отложений ордовика, а также песков и галечников русловых отложений и речных террас [6].

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Продуктивными на Ярактинской площади оказались базальные терригенные отложения, которые в объеме от подошвы доломитов парфеновского горизонта до кровли фундамента были выделены под условным названием в Ярактинскую пачку (I и II пласт).

По своему строению оно оказалось весьма сложным, структурно-литологического типа.

На Ярактинском участке выполнен следующий объем работ:

- сейсморазведка 3Д – 329,6 км²
- сейсморазведка 2Д – 2 958 км (из них в 2005 году – 14 км)
- ВСП – 4 скв.

По состоянию на 1.09.2013 г. на месторождении пробурено 150 скважин, из которых 41 – поисково-разведочные и 109 эксплуатационные.

Общий объем бурения составил 99 274 м, в том числе параметрического - 2726 м, эксплуатационного - 21 780 м, поискового - 65 997 м, разведочного – 13 968 м.

Начальное пластовое давление в залежи равно 25,4 МПа. В процессе разработки пластовое давление в зоне отбора снижается уже в первый год до 24,9 МПа.

На месторождении предусматривается построить 32 новых добывающих, 17 нагнетательных, 22 барьерных скважин и 4 водозаборных скважин для нужд поддержания пластового давления (ППД). Строительство проектных скважин по принятой сетке разработки и расположению их забоев на месторождении планируется осуществлять с проектируемых кустовых оснований. При этом скважины со смещением забоя от вертикали менее 1 000 м рассматриваются как обычные наклонно–направленные.

Геологическое строение Ярактинского НГКМ изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геологосъемочных работ. На основании этих материалов составлен геологический разрез Ярактинского НГКМ (рисунок 1 приложения).

Общая толщина осадочной толщи от поверхности фундамента до четвертичных отложений колеблется от 2570 до 2740 м.

Литолого-стратиграфический разрез Ярактинского НГКМ представлен породами кристаллического фундамента - отложениями рифея, а также кембрия, ордовика и отложениями четвертичной системы.

Кристаллический фундамент - AR-PR

Породы, относимые к фундаменту, вскрыты в пределах Ярактинского участка скважинами 21, 52, 24, 50, 19, 15, 55, 10, 5. Породы фундамента представлены красновато-серыми, розовато-серыми, розовато-коричневыми, мелко - и среднекристаллическими гранитами и гранито-гнейсами; в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Абсолютный возраст этих пород, определенный Rb-Sr методом в геохронологической лаборатории Института Геохимии СО РАН (г. Иркутск) по образцам, отобраным в скважинах 52, 21 составил 2,4-2,7 млрд. лет, что позволяет датировать эти образования археем - нижним протерозоем.

Вблизи поверхности продуктивного пласта на толщину 2-8 м породы фундамента сильно выветренные и трещиноватые.

Вендская система – V

Непская свита – Vnp

Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах коры выветривания фундамента. Наиболее полные разрезы непской свиты вскрыты и описаны на Марковском месторождении, где в основании свиты, залегают терригенные отложения безымянного горизонта.

Выше по разрезу в районе Марковской площади залегают марковский продуктивный пласт, сложенный алевролитами и аргиллитами зеленовато-

серыми, реже коричневато-серыми, с прослоями песчаников грязновато-серых, кварцевых, разномерных, неотсортированных с включениями пирита.

Перекрывается пласт аргиллитами зеленовато-серыми и темно-серыми, нередко слюдистыми и пиритизированными, мелко-тонкоплитчатыми, иногда листоватыми, доломитистыми, с прослоями алевролитов и песчаников мощностью до 10-50 м. Мощность свиты 90 м.

На Ярактинской площади, расположенной к северу от Марковской основной объем песчаных отложений непской свиты, образующих продуктивную часть разреза, входит в состав ярактинского горизонта, залегающего непосредственно на породах фундамента. Пока достоверно не установлено, является ли ярактинский горизонт стратиграфическим аналогом марковского или представляет собой самостоятельное, более молодое подразделение. В пределах Ярактинской площади отложения горизонта представляют собой аргиллитово-песчаную толщу, отличающуюся крайней невыдержанностью состава отложений.

На Ярактинской и соседней Аянской площади в разрезе горизонта выделяются три песчаные пачки, которые довольно равномерно чередуются с аргиллитами. Толщина аргиллитовых пропластков не всегда выдержана и на некоторых участках песчаники часто сливаются друг с другом. В пределах площадей отдельные пачки песчаников оказываются настолько изменчивыми по мощности и литофациальному составу, что проследить их от скважины к скважине не всегда удается. Для отложений пачки характерна резкая литофациальная изменчивость по площади за счет засоления, уплотнения и, в меньшей степени, глинизации. При описании керна отмечалась значительная пиритизация терригенного материала, а также трещиноватость пород. С песчаниками ярактинского горизонта связаны промышленные залежи нефти, газа и конденсата.

Толщина ярактинского горизонта в пределах площади колеблется от 7 до 52 м. Наибольшие толщины отмечаются в южной части площади (скв. 52, 53,

70, 42), наименьшие - на севере – северо-западе. Более выдержаны толщины в центральной части площади.

Тирская свита – Vtr

Отложения непской свиты перекрыты пачкой неравномерно переслаивающихся доломито-ангидритовых пород с включениями терригенного материала, залегающей в подошве тирской свиты. Литологическая граница между карбонатными и терригенными породами выражена довольно четко и проводится по подошве пласта доломита, являющегося региональным геофизическим репером m1.

Участками в разрезе свиты возрастает примесь терригенного материала нередко образуя тонкие пласты песчаников, выделяемых в парфеновский горизонт, промышленная продуктивность которого доказана на Марковской площади.

Общая мощность тирской свиты меняется в пределах от 20 до 60 м, уменьшаясь в северо-восточном направлении.

Даниловская свита – Vdn

Верхняя часть свиты, представлена переслаиванием доломитов серых, темно-серых, скрытокристаллических до среднекристаллических, от слабой до средней крепости, мелкопористых реже микротрещиноватых.

Толщина даниловской свиты составляет 230-240 м.

Кембрийская система - Є

Отложения кембрия составляют основную часть разреза Ярактинского НГКМ и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В разрезе нижнего кембрия выделяются отложения усольской, бельской, булайской, ангарской свит.

Отложения среднего кембрия представлены литвинцевской свитой, верхний кембрий состоит из верхоленской и илгинской свит.

Нижний отдел – Є₁

Усольская свита – Є_{1us}

Кровля свиты отбита по появлению в разрезе каменных солей. Далее по разрезу предкровельная часть свиты до глубины 1872 м представлена чередованием пластов доломитов и ангидритов. Интервал 1872–1967 м представлен переслаиванием доломитов и доломитов известковистых, с появлением в средней части разреза известняка.

Толщина свиты на Ярактинской площади изменяется от 470 до 600 м.

Осинский горизонт

Осинский горизонт представлен чередованием пластов известняка, доломита и доломита известковистого, с преобладанием известняка в общей массе горизонта.

Толщина осинского горизонта составляет 73 м.

Трапповая формация

Основными породами, слагающими трапповую формацию на данном участке разреза являются диабазы.

Толщина трапповой формации составляет 53 м.

Бельская свита – $\text{Є}_1\text{bs}$

Кровля Бельской свиты, отбита по существенному увеличению скорости проходки и появлению в разрезе каменных солей после перерыва предыдущей Булайской свиты.

Толщина бельской свиты колеблется от 350 до 474 м.

Булайская свита – $\text{Є}_1\text{bl}$

Булайская свита представлена мощной пачкой доломитов светло-коричневато-серых, ангидритистых (доломито-ангидритов), местами (в кровле пачки), слабоизвестковистых, скрытокристаллических, плотных; в середине пачки доломиты темно-серые до черных, слабоглинистые, среднекрепкие, с прослоями различной мощности ангидритов белых, серовато-белых, мучнистых, скрыто- тонкокристаллических, слабой крепости. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты.

Толщина свиты меняется в пределах от 77 до 126 м.

Ангарская свита – $\text{Є}_1\text{an}$

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю - доломитовую и верхнюю - галогенно-карбонатную. Толщина колеблется от 470 до 750 м.

Нижнеангарская подсвита – $\text{Є}_{1\text{an}_1}$

Граница кровли проведена по падению $V_{\text{мех}}$ и, соответственно, повышению ДМК, а также по появлению в разрезе доломитов светло-коричневых (кремового оттенка), реже серых, ангидритистых, участками слабглинистых, массивных, плотных, скрытокристаллических, средней крепости, доломито-ангидритов серых, пропластков различной мощности, ангидритов белых, тонкокристаллических, слабой крепости.

Толщина подсвиты 110 м.

Верхнеангарская подсвита – $\text{Є}_{1\text{an}_2}$

Кровля подсвиты проведена по падению $V_{\text{мех}}$ и появлению в разрезе известняков. Сложена галогенно-карбонатными породами. По всему интервалу исследования подсвиты газопроявления были минимальны и стремились к нулевым значениям.

Толщина подсвиты – 457 м.

Нижний-средний отдел – Є_{1-2} .

Литвинцевская свита – $\text{Є}_{1-2\text{lt}}$

В разрезе нижнего-среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты.

Кровля свиты была проведена по появлению в разрезе доломитов и исчезновению красноцветных мергелей. Представлена доломитами, доломитами ангидритизированными, ближе к подошве свиты встречаются небольшие прослои доломита известковистого. По всему интервалу исследования свиты содержание углеводородов в пробах газа было равно, либо приближено к нулю.

Толщина свиты изменяется в пределах от 80 до 127 м.

Средний-верхний отдел – Є_{2-3}

Верхоленская свита – $\text{Є}_{2-3}\text{vI}$

Илгинская свита – $\text{Є}_{2-3}\text{il}$

Разрез среднего – верхнего кембрия представлен отложениями верхоленской и илгинской свит. Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями, без видимого несогласия, залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена, свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников – в верхней.

Толщина отложений верхоленской свиты 427-495 м.

Разрез илгинской свиты сложен доломитами серыми, зеленовато- и светло- серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников.

Толщина свиты составляет 30-35 м.

Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы.

Перерыв

Ордовикская система – О

На Ярактинской площади отложения ордовика представлены нижним, средним и переходным средним – верхним отделами. Нижний ордовик представлен только усть-кутской свитой (сложена в основном песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов). Толщина усть-кутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25 до 45 м.

Средний ордовик включает отложения криволицкой и чертовской свит. Отложения криволицкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Свита представлена песчаниками кварцевыми, серыми, беловато- и желтовато-серыми, разнотекстурными, массивными, доломитами, аргиллитами и алевролитами (в виде тонких прослоев и линз). Общая толщина криволицкой свиты 30–70 м. Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволицкой свиты. Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого

цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников. Толщина чертовской свиты колеблется от 40 до 80 м.

Средний - верхний ордовик - отложения макаровской свиты, представленные, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы. Вскрытая толщина отложений макаровской свиты достигает 110 – 115 м.

Перерыв

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2-4 м) и аллювиальные (10-15 м).

В тектоническом отношении Ярактинское месторождение расположено в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Непско-Ботуобинская антеклиза, площадь которой в пределах замкнутой изогипсы -2100 м по поверхности фундамента составляет 300 тыс. км², имеет северо-восточное простирание. С юга антеклиза ограничена Ангаро-Ленской ступенью, с востока - глубоким Предпатомским региональным прогибом. На западе и северо-западе антеклиза граничит с Присяяно-Енисейской синеклизой, Катангской и Сюгджерской седловинами.

В центральной, наиболее приподнятой части антеклизы выделяется крупный погребенный Непский свод, площадь которого достигает 50 тыс. км². Непский свод осложнен серией положительных и отрицательных структур более низкого ранга типа выступов, структурных носов и прогибов.

Свод антеклизы находится к северо - северо-востоку от месторождения на расстоянии около 200 км. Месторождение не имеет на своей площади каких либо тектонических нарушений.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще довольно отчетливо выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от поверхности кристаллического фундамента до кровли осинского горизонта усольской свиты. Строение подсолевых отложений наиболее полно изучено глубоким бурением в пределах южного и юго-восточного склонов Непско-Ботуобинской антеклизы, где поверхность фундамента и подсолевых отложений полого воздымается к северу и северо-востоку. Отложения соленосного комплекса собраны в высокоамплитудные линейные складки субмеридионального простирания, осложненные разрывными нарушениями, надвигами. В среднем, по южному склону Непско-Ботуобинской антеклизы, градиент падения поверхности фундамента составляет 3,5 м на 1 км, а кровли непской свиты около 2,7 м на 1 км.

Солевой структурный этаж включает в себя галогенно-карбонатные отложения нижнего кембрия от кровли осинского горизонта усольской свиты до подошвы литвинцевской свиты среднего кембрия. Этот осадочный комплекс характеризуется интенсивным развитием дизъюнктивных и пликативных дислокаций, связанных, в основном, с проявлением соляной тектоники, осложненной в отдельных случаях воздействием трапповых интрузий.

Надсолевой структурный этаж представлен отложениями среднего - верхнего кембрия и ордовика, он достаточно хорошо изучен по данным геолого-съемочных работ. Эти отложения смяты в линейно-вытянутые складки, образующие ряд валообразных поднятий северо-восточного простирания.

В направлении центральной наиболее приподнятой части Непского свода происходит значительное сокращение мощности осадочного чехла, как за счет выпадения из разреза базальных седиментационных циклов, так и в результате сокращения мощности перекрывающих толщ.

Если в районе Ярактинской площади мощность осадочного чехла составляет в среднем 2500 м, то на Приображенской площади, расположенной в

присводовой части структуры мощность чехла сокращается до 1600 м, что свидетельствует о длительном, унаследованном развитии Непского свода.

Самыми древними образованиями являются кристаллические породы фундамента (гранитогайсы) архей-протерозойского возраста. Далее перерыв в осадконакоплении, возможно море отступило, и отложения были разрушены.

В вендской системе было спокойное море, постепенно шел процесс трансгрессии, образовались отложения песчаников, алевролитов и, по мере увеличения глубины, образовались известняки. Мощность отложений составляет около 330 м.

В кембрии шел период длительных трансгрессий, поочередно сменявшийся регрессиями, т.е. происходили колебательные движения земной коры, осадки в основном представлены известняками.

В усольской свите море мельчало, климат был жаркий, возникали отложения солей. Также шел процесс магматизма, образовывались породы диабазы. Постепенно глубина моря увеличивалась, и шло образование глубоководных осадочных отложений, таких как доломиты, известняки, далее были ритмичные колебательные движения, примерно одной продолжительности, накопление осадка шло равномерное (по мощности), образовывались соли. Но во время мелкого моря шли магматические процессы. Мощность отложений составляет 405-540 м.

В бельской свите большую часть времени было глубоководное море (отложения известняка), но постепенно приобретало ритмичный характер, т.е. сменялась глубина, образовывались слои соли и известняка, переслаивание пород. Мощность отложений составляет 395-500 м.

В булайской свите море было спокойным, глубина стабильной. Это свидетельствует о том, что свита представлена породами известняка.

Ангарская свита в основном представлена переслаиванием соли и известняков, т.е. происходили ритмичные колебательные движения от глубокого моря до мелкого. Климат также сменялся на жаркий. Образовывались карбонатно-соленосные комплексы пород.

В литвинцевской свите среднего кембрия шел процесс трансгрессии. Море было глубокое, т.к. представлено известняками. Мощность отложений составляет 120-155 м.

В верхнем кембрии море постоянно меняло глубину, происходили колебательные движения земной коры. Климат также сменялся с гумидного на аридный. Видны переслаивания глин, песчаников, мергелей, алевролитов, соли, т.е. меняется зернистость пород с более крупных на мелкозернистые и тонкозернистые. Мощность отложений составляет 435-500 м.

В ордовике колебательные движения земной коры продолжались. Море меняло глубину, образовывались переслаивания аргиллитов, алевролитов и песчаников.

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Весь Ярактинский горизонт рассматривается как залежь с единым водонефтяным и газонефтяным контактами. ВНК принят на абсолютной отметке – 2157 м, а ГНК – 2136 м.

Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый, трещинно-поровый. Пористость — 7—13%, проницаемость — 0,07—0,6 мкм². Эффективная толщина 2,4—6,9 м. Пластовое давление 24,9 МПа, $t = 37^{\circ}\text{C}$.

В процессе бурения разведочных и колонковых скважин и геолого-съемочных работ в стратиграфическом разрезе Ярактинского НГКМ выявлено большое количество водоносных горизонтов, которые по своим особенностям объединяются в три гидрогеологических комплекса:

- надсолевой;
- соленосный;
- подсолевой.

Надсолевой комплекс в пределах Ярактинского НГКМ является самым водообильным. В его состав входят отложения четвертичной системы, ордовика, верхоленской и илгинской свит, среднего-верхнего кембрия и литвинцевской свиты среднего-нижнего кембрия. Воды пресные и слабоминерализованные.

Воды соленосного комплекса

В состав этого комплекса входят отложения ангарской, булайской, бельской и усольской свит нижнего кембрия.

На Ярактинском месторождении водоносный горизонт, приуроченный к верхней части ангарской свиты, проявил себя в большинстве скважин (8, 13, 15, 16, 17, 24, 25, 26, 28, 29, 34, 36, 37) при прохождении его поглощениями бурового раствора различной интенсивности.

Представлен горизонт трещиноватыми и известковистыми доломитами. Водоупором служат массивные пласты соли этой свиты.

По аналогии с другими площадями воды соленосного комплекса пластово-трещинного типа, хлоридные кальциевые и хлоридные натриевые. По степени минерализации они относятся к рассолам.

Воды верхней части соленосного комплекса менее минерализованы и по химическому составу являются хлоридно-натриевыми.

Удельный вес вод 1,195-1,175 г/см³. Содержание анионов: Cl – 162,3 г/л, SO₄ – 4,9 г/л, HCO₃ – 0,1 г/л. Содержание катионов: Na – 82,9 г/л, Ca – 2,56 г/л, Mg – 1,24 г/л, K – 0,39 г/л, Br - 0,084 г/л.

В нижних водах наряду со значительным повышением минерализации изменяется и химический состав на хлоридно-кальциевый.

Удельный вес вод около 1,4 г/см³. Содержание анионов: Cl – 260,91 г/кг, SO₄ – 0,04 г/кг.

Содержание катионов: Na – 2,62 г/кг, Ca – 119,74 г/кг, Mg – 13,07 г/кг, K – 10,66 г/кг, Br - 7,56 г/кг.

Воды соленосного комплекса формировались в пределах зон отсутствия водообмена или застойного водного режима. Судя по солевому составу в нижней части разреза, их следует относить к седиментационным рассолам, а в верхней части разреза на формирование вод, вероятно, сказалось, в какой-то степени, и влияние инфильтрационных процессов.

Воды подсолевого комплекса

В состав этого комплекса входят отложения непской, катангской и тетерской свит. Определяющая роль в формировании современного гидродинамического и гидрогеохимического режимов терригенных отложений юга и юго-востока Сибирской платформы принадлежит горноскладчатым сооружениям Восточного Саяна, Байкало-Патомской горной области и Алданского щита, а также крупным отрицательным и положительным структурам платформы.

Отложения терригенного комплекса в пределах Алданской антеклизы выходят на дневную поверхность на высотах 1000-1500 м и занимают участки шириной от 30 до 150 км.

Верхнетирский горизонт мощностью порядка 6 м литологически не выдержан и фациально изменчив и проявил себя только в скважине 26, где представлен чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. При испытании интервала 2616-2626 м получен приток пластовой воды при динамическом уровне 1132 м, дебит составил 4,6 м³/сут. Вода удельного веса 1,28 г/см³. Содержание анионов: Cl – 233,7 г/л, SO₄ – 0,129 г/л, HCO₃ – 1,012 г/л. Содержание катионов: Na + K – 31,75 г/л, Ca – 45,16 г/л, Mg – 37,18 г/л, Br - 6,4 г/л. Содержание растворенного газа 449 см³/л.

Ярактинский горизонт литологически почти во всех скважинах месторождения представлен двумя пластами песчаников, разделенных между собой алевроито-аргиллитовой перемычкой мощностью до 6 м.

Воды подсолевого комплекса Ярактинского НГКМ седиментационные, высокоминерализованные рассолы с высокой степенью метаморфизма.

По классификации природных вод, по Сулину, они относятся к типу хлоркальциевых вод, группе хлоридных вод и подгруппе кальциевых вод с высокой минерализацией до 394 г/л .

Высокую степень закрытости недр отражает и бромный показатель (Br мг/л 100/ Нм), равный 220-240. Воды сильно метаморфизованы, коэффициент метаморфизации (г Na/г Cl) = 0,15-0,20. Из микроэлементов в водах содержится много брома (более 6000 мг/л), что характеризует благоприятную гидрогеохимическую обстановку сохранения залежи. Содержание брома в пластовых водах промышленное. Большая глубина скважин, их малодебитность и высокая минерализация рассолов затрудняет добычу брома из пластовой воды и с геолого-экономических показателей является нерентабельной.

Йод присутствует в пластовой воде в небольших количествах (следы). Содержание окиси бора не определялось.

1.4 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юго-западном периклинальном окончании Непско-Ботубинской антеклизы. Основным продуктивным горизонтом Ярактинского НГКМ, являются нижние терригенные отложения непской свиты, так называемый ярактинский горизонт. Выявлены и другие незначительные нефтепроявления в карбонатных отложениях осинского горизонта усольской свиты.

Ярактинский горизонт литологически представлен кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В толще горизонта выделяются два песчаных пласта, разделенных пачкой глинисто-алевролитовых пород: пласт I и пласт II. Сверху песчаные пласты перекрыты пачкой глинисто-алевролитовых пород, увеличивающейся в восточном направлении от 1 м до 8-10 м.

Площадь нефтегазоносности I пласта - 260,26 тыс. м², площадь нефтегазоносности II пласта - 54 тыс. м², запасы относятся к категории C1.

На Ярактинском месторождении в I продуктивном пласте Ярактинского горизонта открыты две нефтегазоконденсатных и одна нефтяная залежь. Основная нефтегазоконденсатная залежь занимает центральную часть Ярактинского НГКМ, и содержит основные запасы. Небольшая газоконденсатная залежь открыта в юго-западной части участка в районе скважины 26 и самостоятельная нефтегазоконденсатная залежь открыта в восточной части Ярактинского НГКМ в районе скв. 70 и 42. Залежь нефти оконтурена в районе скв. 8-52-53.

Во II продуктивном пласте выявлены: одна нефтегазоконденсатная (основная), и две нефтяные, вскрытые скважинами 26 и 8.

Для горизонта характерна резкая литофациальная изменчивость пород по площади. Эффективная толщина песчаников Ярактинского горизонта изменяется в широких пределах – от 0,3 м до 13,6 м, средняя составляет 4,51 м.

Перспективы нефтегазоносности других отложений Ярактинской площади. При разведке Ярактинского НГКМ кроме базальных терригенных отложений, основным нефтегазоносным объектом являлся осинский горизонт усольской свиты.

В процессе поисково-разведочных работ осинский горизонт в большинстве скважин проходил с отбором керна, а в тех случаях, когда при вскрытии его отмечались нефтегазопроявления в виде повышенных газопоказаний и пленок нефти, то производились его опробования с помощью ИП.

При вскрытии осинского горизонта в скв. 9, 11, 14, 18, 19, 35 отмечалось разгазирование бурового раствора и наличие в нем пленок нефти.

При опробовании горизонта в этих скважинах ИП были получены незначительные притоки нефти от 0,02 до 0,1 м³. По скв. 8, 13, 23, 24, 29, 27 наряду с разгазированием были отмечены выпоты и примазки нефти в керне. В остальных скважинах при вскрытии осинского горизонта отмечались повышенные газопоказания, но при опробовании ИП он практически везде оказался «сухим».

Приведенные данные свидетельствуют о высокой перспективности осинского горизонта на Ярактинской площади, но для убедительности подобного заключения следовало бы провести работы по интенсификации притоков нефти из осинского горизонта хотя бы в одной из скважин с установленными прямыми нефтегазопроявлениями.

Более высокие перспективы нефтегазоносности осинского горизонта намечаются в присводовой части Непского палеосвода, где наблюдается улучшение его коллекторских свойств, а на Даниловской площади из него получены значительные притоки нефти.

В процессе разведки Ярактинского НГКМ по целому ряду скважин отмечались значительные поглощения раствора при прохождении траппов, широко развитых на площади в низах усольской свиты (скв. 9, 10, 11, 22, 25, 28, 29, 30, 41, 42, 52). Этот факт свидетельствует о наличии в траппах

коллекторов трещинного типа, но, ни в одной из пробуренных скважин они не были испытаны и характер их насыщения остался невыясненным.

Помимо траппов практически во всех пробуренных скважинах были зафиксированы интенсивные поглощения раствора при прохождении келорского горизонта, но он тоже нигде не испытывался и характер его насыщения на площади остается невыясненным.

Несмотря на то, что степень изученности поглощающих горизонтов оказалась крайне низкой, большого интереса с позиций нефтегазоносности они, видимо, не представляют.

На основании имеющихся материалов по нефтегазоносности Ярактинско-Аянской зоны можно сделать вывод, что основные перспективы территории связаны с песчаниками ярактинского и тирского горизонтов, с которыми могут быть связаны литологические и тектонически-экранированные ловушки условия для образования которых имеются практически на всей территории Приленского района.

Помимо Марковской полосообразной песчаниковой зоны, выявлено и несколько других перспективных зон с благоприятными литофациальными условиями, в частности, юго-восточный склон Преображенского поднятия и район, примыкающий к Байкало-Патомскому обрамлению платформы в бассейне р. Киренги. Все выявленные и наметившиеся перспективные зоны представляют практический интерес в нефтегазоносном отношении и заслуживают дальнейшего планомерного изучения.

Свойства нефти, газа и конденсата

На месторождении всего было отобрано 15 глубинных проб (по пяти скважинам) и 14 поверхностных. Образцы нефти, газа и конденсата Ярактинского НГКМ анализировались в нефтяных лабораториях Главтюменьгеологии, ВНИИгаза и ВостСибНИИГГиМСа.

Свойства нефти. Нефть пласта изучалась по 15 глубинным и 14 поверхностным пробам (отобраным из скв. 8, 9, 10, 11, 13, 16, 17, 20, 41, 42).

Сведения о результатах лабораторных исследований приведены в таблицах 1.4.1 и 1.4.2.

По своим свойствам нефть относится к типу малосернистых (до 0,25%), малосмолистых (до 5%), низкопарафинистых, с повышенным содержанием бензиновых (до 25%) и керосиновых (до 30%) фракций нефти. Плотность пластовой нефти 0,723 г/см³, вязкость пластовой нефти 1,06 мПа*с, давление насыщения 22,63 МПа, объёмный коэффициент 1,26.

Свойства растворенного газа. Физико-химическая характеристика газа приводится по данным, полученным в нефтяной лаборатории ВНИИ. Свойства растворенного газа пластов определены по данным исследований четырех глубинных проб из скважины 8. По результатам исследований давление насыщения нефти газом 22,6 МПа, газосодержание 151 м³/т.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода нет, азота - 2,11%, метана - 79,54%, этана - 12,18%, пропана - 4,52%, высших углеводородов - 6,12%. Относительная плотность по воздуху 0,7.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти приведен в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Свойства нефти, газа и воды Ярактинского НГКМ

Наименование параметров	Ярактинский горизонт			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	Проб		
1	2	3	4	5
Нефть				
Пластовая температура, С°	5	10	36-39	37
Давление насыщения, МПа	5	10	17,2-26,4	22,63
Газосодержание, м ³ /т	5	10	143,58-217	151

Продолжение таблицы 1.4.1

Наименование параметров	Ярактинский горизонт			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	Проб		
1	2	3	4	5
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	5	10	1,301-1,478	1,26
Коэффициент учитывающий усадку				0,793
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	5	10	685-745	723,4
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	5	10	808-840	833
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	5	10	0,6– 1,1	1,06
Газ				
Плотность, кг/м ³	1	4	0,607-0,663	0,635
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	5	10	5,61-8,43	7,02
Удельный вес газа	1	4	0,773-0,972	0,872
Пластовая вода				
Газосодержание, м ³ /т	4	4	0,304-0,596	0,383
- в т.ч. сероводорода, м ³ /т				
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,004-1,008	1,006
Общая минерализация, г/л	9	19	267,1-403,4	330
Плотность, г/см ³	9	19	1,21-1,29	1,26

Таблица 1.4.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти по Ярактинскому горизонту Ярактинского НГКМ

Наименование		Ярактинский горизонт			
		Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скважин	проб		
Вязкость динамическая, мПа*с При 20 °С				3,74 – 23,93	13,02
Вязкость кинематическая, м ² /с При 20 °С		10	14	2,06 – 9,49	5,2
Температура застывания, °С		10	10	–	–
Температура насыщения парафином, °С				–	–
Массовое содержание, %	Серы	10	14	0,1 – 0,18	0,15
	Смол силикагелевых	10	14	2,0 – 4,4	3,5
	Асфальтенов	6	7	0,03 – 0,08	0,03
	Парафина	6	7	0,22 – 2,93	2,5
Объемный выход фракций, %	Нк – 100°С	2	4	сл. до 5	3
	До 150°С	2	4	1,5 – 14,5	8
	До 200°С	10	14	12 – 39	19
	До 300°С	10	14	31 – 75	46
	> 300°С	10	14	25 – 69	54
Классификация нефти		Легкая, низкопарафинистая, малосернистая, маловязкая			

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

Анализ полученных в процессе разведки Ярактинского НГКМ геолого-геофизических материалов позволил в базальных терригенных отложениях ярактинской пачки выделить два продуктивных пласта и по каждому из них произвести подсчет запасов газа, конденсата, нефти и содержащихся в них сопутствующих компонентов.

Полученные геолого-геофизические материалы по Ярактинскому месторождению свидетельствуют, что степень изученности нефтяной части пласта не одинаковая.

Пробуренные в контуре нефтеносности скважины значительно отличаются по продуктивности, из-за сильной изменчивости коллекторских свойств песчаников пласта.

Запасы нефти в нефтяной оторочке I пласта на участке в районе скважин № 5, 9, 10, 52 при подсчете были отнесены к категории C_2 в связи с получением в данных скважинах непромышленного притока (1,5-6,5 м³/сут). При утверждении запасов в ГКЗ были приняты только запасы категории C_1 , которые составляют, согласно протоколу ГКЗ № 8172 от 21.11.1978 г.: балансовые – 33697 тыс. т, извлекаемые – 8547 тыс. т, запасы категории C_2 не были утверждены и не поставлены на баланс.

Степень изученности газоконденсатной залежи по I пласту достаточно высокая. Практически все пробуренные в контуре скважины являются высокодебитными с хорошими гидродинамическими характеристиками, поэтому вся площадь газоконденсатной части залежи I пласта отнесена к категории C_1 .

Залежь нефти II пласта Ярактинского НГКМ по типу является структурно-литологической. К категории C_1 отнесены запасы на участке пласта с высокопродуктивными скважинами, при испытании которых были получены притоки нефти дебитом 71,4 м³/сут (скв. 51) и 107,3 м³/сут в скв. № 16 (совместно 1 и 2 пласт). Часть запасов залежи в районе скважины № 9 отнесена

к категории C_2 , которые также не учитывались при утверждении в ГКЗ. Запасы нефти по пласту II составили: по категории C_1 – балансовые – 9799 тыс. т, извлекаемые – 2924 тыс. т.

Газоконденсатная залежь II пласта выделена в районе скважин 14, 18 и 22. По типу является литологической.

В целом по месторождению балансовые запасы по категории C_1 составляют 43496 тыс. т, извлекаемые запасы по категории C_1 – 11471 тыс. т.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 140 км к северо-северо-востоку от г. Усть-Кута. Открытое 1971 г. Площадь 386 км². Установлено трехъярусное строение осадочной толщи (венд, кембрий, ордовик) и несовпадение нижнего структурного плана с верхним. В среднем структурном этаже зафиксировано проявление соляной тектоники и неповсеместное развитие траппового магматизма. На фоне субмеридионального моноклиального погружения обособляются несколько малоамплитудных мелких поднятий, связанных с эрозионным выступом кристаллического фундамента. В базальных терригенных породах венд-кембрия (непская свита) выделяются два продуктивных пласта (I-II), разобценных глинистой перемычкой и ограниченных боковыми литологическими экранами. Глубина залегания пластов 2600—2750 м. Основным является верхний продуктивный пласт (I), развитый повсеместно на месторождении. В нем выявлена газоконденсатная залежь с крупной нефтяной оторочкой. В нижнем пласте (II) в юго-восточной части месторождения открыты газоконденсатная и нефтяная залежи. Залежи пластовые, литологические с элементами тектонического экранирования. Залежь в пластах (I-II) контролируется единой гидродинамической системой. Продуктивные пласты сложены песчаниками. Коллектор поровый, трещинно-поровый.

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Проектом предусматривается герметизированная схема сбора и транспорта нефти и газа, при этом предусматривается утилизация природного свободного газа и попутного нефтяного газа (начиная с 2010 года) путем закачки в пласт (сайклинг – процесс). Для целей поддержания пластового давления (ППД) предусмотрена система заводнения продуктивных пластов (начиная с 2009 г.). Нефтяная часть месторождения разрабатывается, в основном, кустовым способом (16 новых кустовых площадок). Наклонно-направленное бурение скважин на кустовых площадках сокращает общую площадь отвода земель. Добываемая нефтегазовая смесь (нефть и попутный газ) сепарируются на дожимной насосной станции (ДНС) и установке подготовки нефти (УПН), после чего нефть транспортируется к трубопроводу Транснефти (ВСТО) посредством промежуточной насосной станции. Отделившийся в процессе сепарации газ утилизируется частично на собственные нужды (в качестве топливного газа), а основная часть попутного газа транспортируется на проектируемую установку комплексной подготовки газа (УКПГ) в составе газовой части разработки месторождения. Газовую часть месторождения разрабатывается одиночными скважинами (одной газодобывающей и двумя газонагнетательными), а также расконсервацией шести поисковых и разведочных скважин (пяти добывающих и одной нагнетательной). Добываемый газоконденсат направляется на УКПГ для выделения конденсата, осушки отделенного газа, а также его компримирования (в т.ч., попутного газа, поступившего от нефтяной части месторождения). Подготовленный на УКПГ осушенный газ после компримирования распределяется следующим образом: - газ в систему газонагнетания для поддержания пластового давления; - газ на электростанцию; - невостребованный осушенный газ направляются на факел высокого давления.

Система закачки осушенного газа (в том числе, попутного) в пласт, помимо соблюдения требований по рациональному использованию природных ресурсов, предназначена для повышения конденсатоотдачи.

Реализация утвержденных систем разработки: кустовая система воздействия с размещением скважин на расстоянии 25 м друг от друга. Некоторые скважины из числа добывающих при достижении высокой обводненности переведены в фонд нагнетательных. Для обеспечения нагнетательных скважин рабочим агентом (водой) предусмотрены водозаборные скважины.

По состоянию на 01.01.2016 г. накопленный отбор нефти составил 3643 тыс. т., конденсата 35,7 тыс. т. что составляет 31,7% от начальных извлекаемых запасов. Текущая обводненность равна 23%. С начала разработки отобрано 4524,8 тыс. т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор достиг значения 0,8 т/т.

2.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения

В 2000 году добыча нефти и конденсата на трех месторождениях — Ярактинском, Марковском и Даниловском — составила всего 30 тысяч тонн. Спустя пять лет работы годовой объем добычи УВС увеличился до 160 тысяч тонн, а еще через пять лет, в 2010 году, ИНК добыла уже 650 тысяч тонн. По итогам 2013 года, добыча нефти и конденсата на месторождениях группы компаний ИНК составила 2,894 миллиона тонн.

В 2015 году на месторождениях ИНК добыто около 3,6 миллиона тонн УВС. Рост объемов добычи обусловлен наращиванием фонда скважин, внедрением передовых мировых технологий для повышения нефтеотдачи и постепенным вовлечением в производственный процесс других месторождений компании.

На рисунке 2.2.1 приведена динамика основных показателей разработки Ярактинского месторождения.

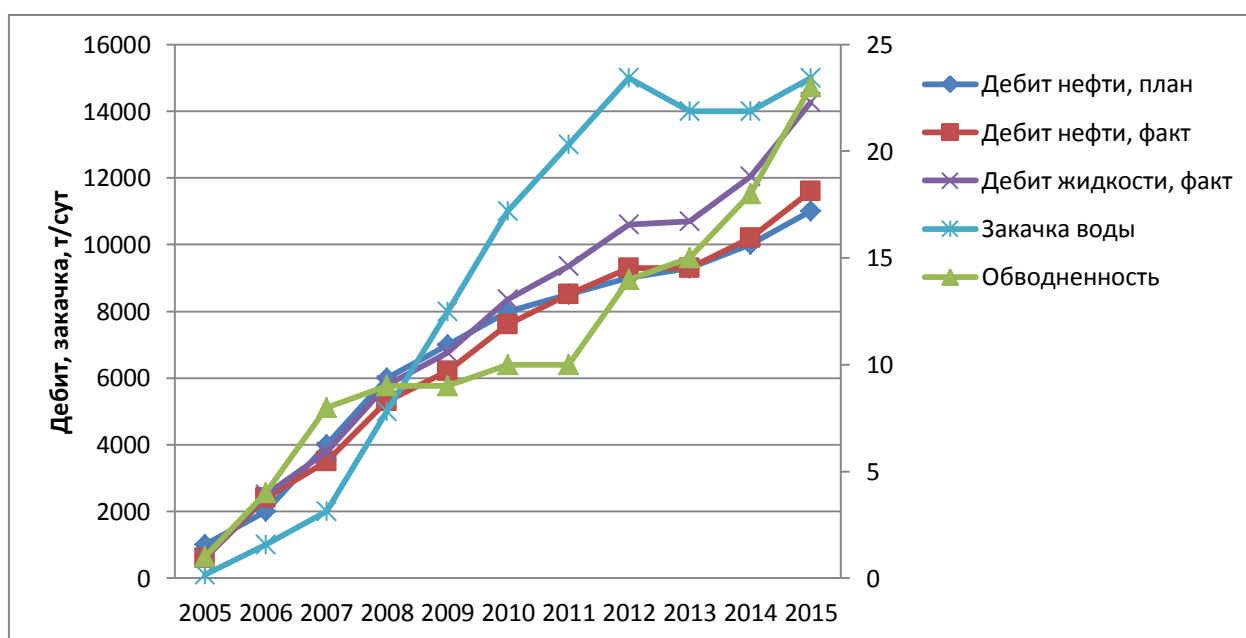


Рисунок 2.2.1 – Динамика основных показателей

Фонд скважин Ярактинского месторождения по состоянию на февраль 2016 года представлен в таблице 2.2.1

Таблица 2.2.1 – Структура фонда скважин на февраль 2016 г. Ярактинского месторождения

Тип скважин	Всего	Действующие	В освоении	В консервации	Ликвидированные
Добывающие	213	196	5	10	2
Нагнетательные	46	39	1	6	1
Водозаборные	32	28	2	2	0
Разведочные	6	5	1	0	0

В эксплуатации объекта участвуют 213 добывающих скважин и 46 нагнетательных. 49% фонда работают на один пласт, 38% - на два. Средний дебит нефти составляет 70 т/сут, жидкости – 86,1 т/сут, обводненность продукции – 23%. 87% фонда оборудованы ЭЦН, 13% - фонтанная эксплуатация.

Бездействующий фонд составляет 21 единица. В консервации, в основном, находятся высокообводненные скважины, расположенные в межконтурных зонах пластов и в непосредственной близости к нагнетательным скважинам и характеризующиеся большим объемом попутно добытой воды.

Распределение фонда добывающих скважин по дебитам и обводненности представлено на рисунке 2.2.2, а по накопленной добыче – на рисунке 2.2.3

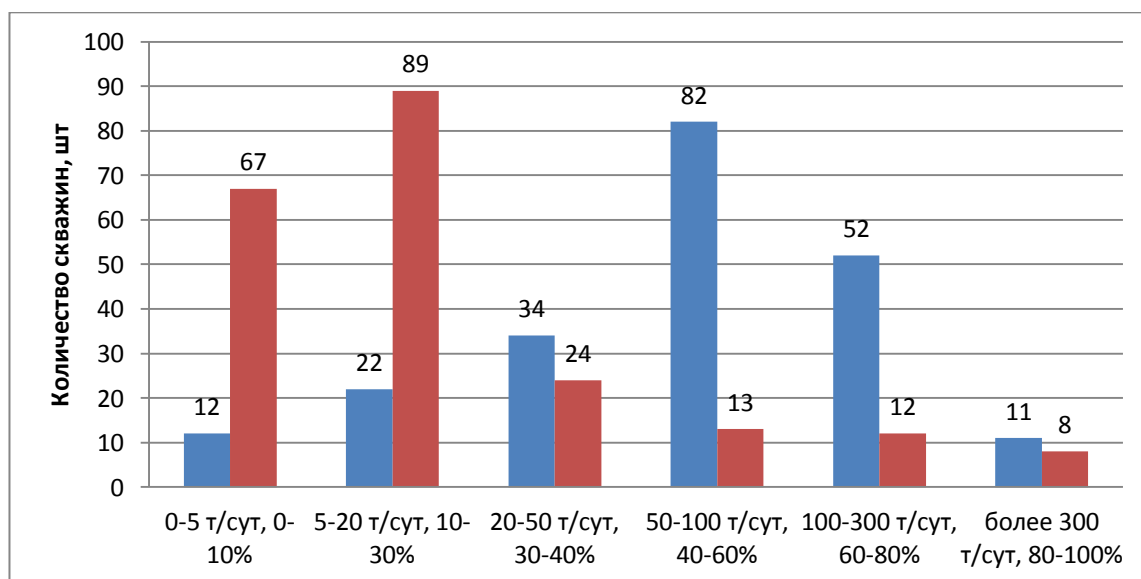


Рисунок 2.2.2 – Распределение скважин по дебитам и обводненности

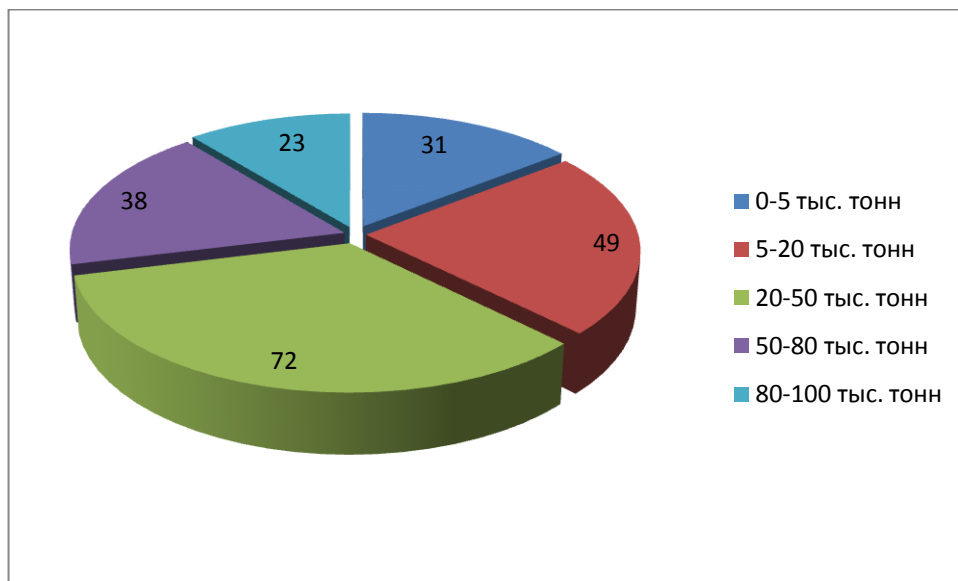


Рисунок 2.2.3 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти

2.3 Сравнение утвержденных и фактических показателей разработки

Сравнение плановых и фактических показателей разработки за 2015 г. приведено в таблице 2.3.1

Таблица 2.3.1 - Основные технологические показатели разработки залежи

Месяц	Добыча нефти, т		Добыча воды, т		Добыча жидкости	
	план	факт	расчет	факт	план	факт
Январь	338569	326220	77870,87	75030,6	416439,9	401250,6
Февраль	338764	341111	77915,72	78455,53	416679,7	419566,5
Март	339547	336336	78095,81	77357,28	417642,8	413693,3
Апрель	342342	351587	78738,66	80865,01	421080,7	432452
Май	344323	353748	79194,29	81362,04	423517,3	435110
Июнь	359394	367966	82660,62	84632,18	442054,6	452598,2
Июль	374483	365050	86131,09	83961,5	460614,1	449011,5
Август	379032	387654	87177,36	89160,42	466209,4	476814,4
Сентябрь	392748	400240	90332,04	92055,2	483080	492295,2
Октябрь	403482	394095	92800,86	90641,85	496282,9	484736,9
Ноябрь	410384	415142	94388,32	95482,66	504772,3	510624,7
Декабрь	441079	454045	101448,2	104430,4	542527,2	558475,4

Основные причины отличия фактических показателей от проектных заключаются в аварийных простоях скважин: отказ работы ЭЦН (выход из строя гидрозащиты, ПЭД), запуск ЭЦН в работу (ВНР), ТКРС, отключение электричества, отработка скважины на факельный амбар, промывка скважины, кислотная обработка.

2.4 Анализ состояния фонда скважин

Динамика изменения эксплуатационного фонда Ярактинского месторождения за последние 5 лет (рис. 2.4.1) показывает, что за период с 2010 по 2015 гг. эксплуатационный фонд (доб. + нагн.) в целом по месторождению увеличивается (от 180 скв. в 2010 г. до 235 скв. в 2015 г.).

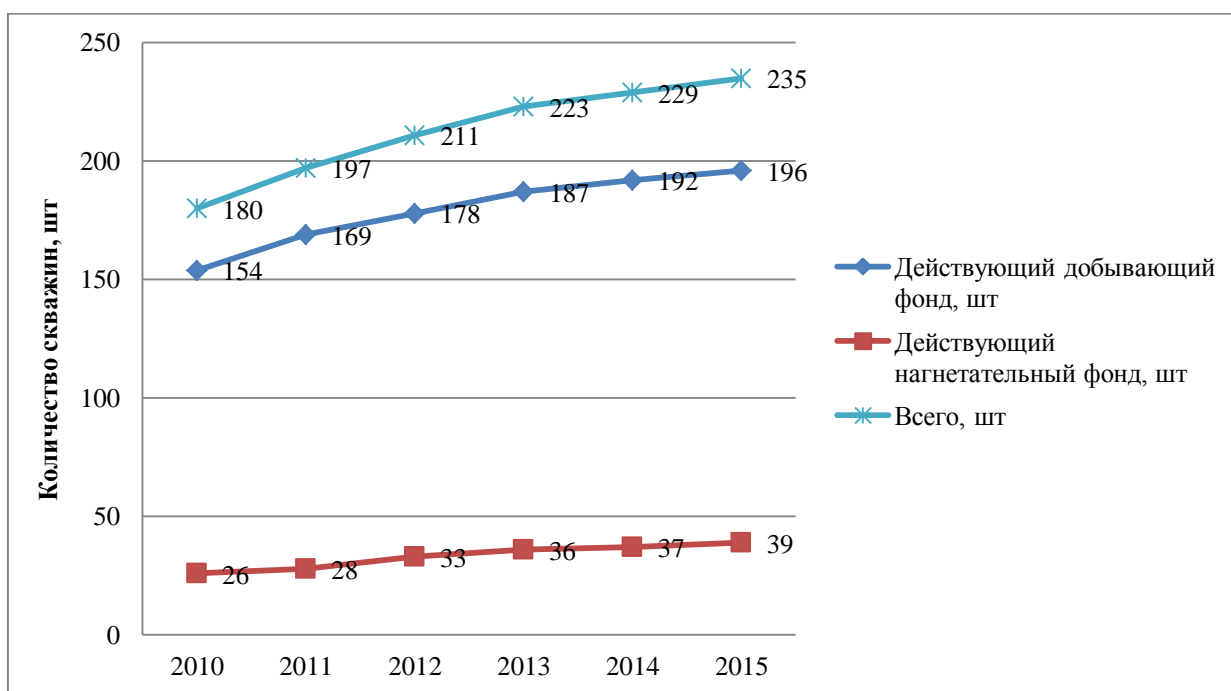


Рисунок 2.4.1 – Динамика эксплуатационного и действующего фонда Ярактинского месторождения

Коэффициент использования добывающего фонда уменьшился с 0,87 (6 скважин находились в бездействующем фонде в 2010 г.) до 0,76 д.ед (10 скв. числятся в бездействии на 2015 г.). Анализ изменения средних дебитов нефти и жидкости, а также обводненности в целом по Ярактинскому месторождению за период с 2010 по 2015 год показал (рис. 2.2.2) стабильный рост дебитов жидкости (с 74 т/сут в 2010 г. до 115 т/сут в 2015 г.).

2.5 Анализ примененных методов направленных на увеличение извлечения нефти из пластов и интенсификации добычи нефти на Ярактинском месторождении

На Ярактинском месторождении в период с 2010 по 2015 год в добывающих скважинах проводились различные мероприятия по интенсификации добычи нефти. Всего на добывающем фонде месторождения в этот период проведено 132 скважино-операций. Преимущественно проводились оптимизации режимов работы скважин (39,7 %) и комбинированные методы воздействия на призабойную зону скважин ОПЗ (27,9 %).

Кроме того проводились следующие виды ГТМ:

- перевод/приобщение (12,1 %),
- ликвидация аварий скважин (7,4 %),
- гидроразрыв пласта (4,1 %),
- ограничение водопритоков (3,6 %),
- ввод скважин из бездействия (3 %),
- ввод новых скважин (1,4 %).
- перевод на мехдобычу (0,3 %),
- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (0,3 %),
- зарезка второго ствола скважины (0,3 %),

Распределение ГТМ по видам работ приведено на рисунке 2.5.1

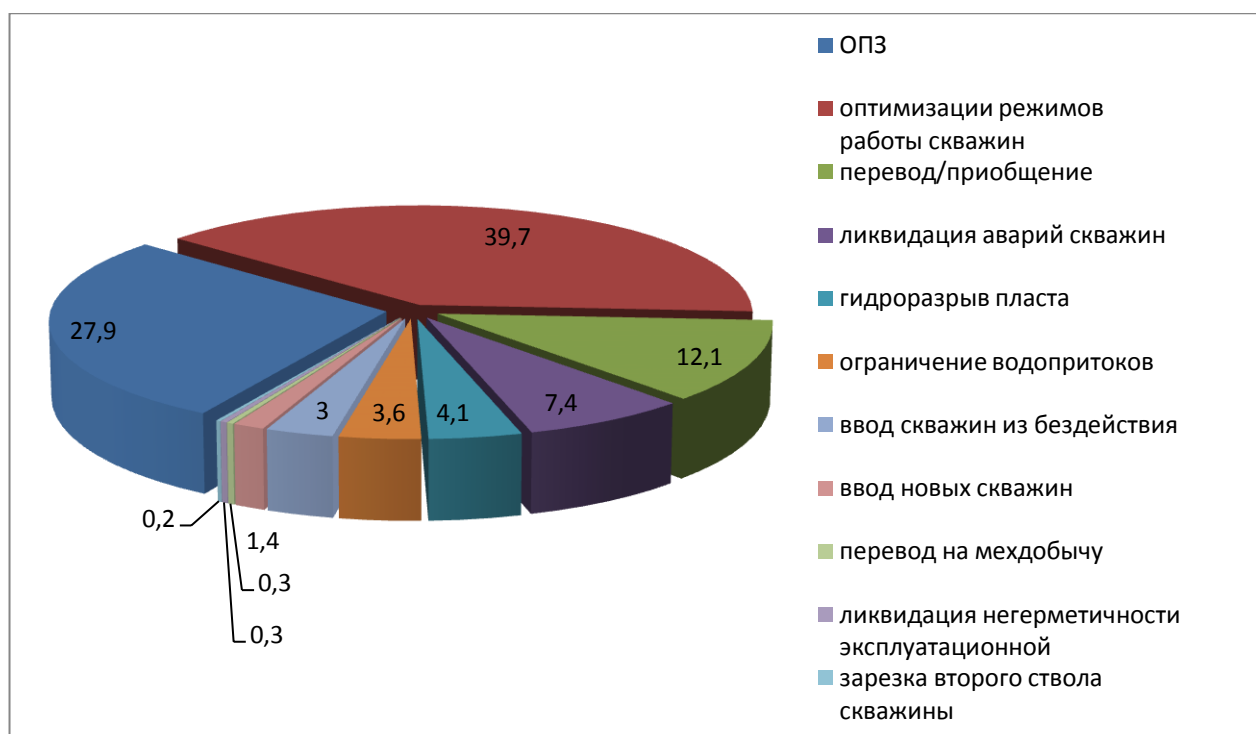


Рисунок 2.5.1 - Распределение ГТМ по видам работ

Дополнительная добыча нефти на добывающем фонде за 2011-2015 годы составила 723,8 тыс.т., проведено 132 скважино-операций.

В 2011 году дополнительная добыча нефти составила 59,7 тыс.т. Оптимизация режимов работы скважин дала 52 % от общей дополнительной добычи за год (31 тыс.т). Наибольший средний прирост дебита нефти получен при вводе новой скважины (19,6 т/сут.).

В 2012 году дополнительная добыча нефти увеличилась и составила 117 тыс.т. Оптимизация режимов работы скважин дала 81% от общей дополнительной добычи (94,8 тыс.т). Максимальный средний прирост дебита нефти получен при ГРП (21,1 т/сут).

В 2013 году дополнительная добыча нефти составила 223,4 тыс.т., основную часть которой дала оптимизация режимов работы скважин (114,4 тыс.т). Из 71 проведенной скважино-операции наибольший средний прирост дебита нефти получен при ГРП – 60 т/сут.

В 2014 году дополнительная добыча нефти несколько ниже, чем в 2013-м. – 169,1 тыс.т. Две трети от общей доп. добычи составили переводы/приобщения и оптимизация режимов работы скважин (соответственно 57,7 и 49,2 тыс.т).

Наибольший средний прирост дебита нефти получен при ГРП (38,8 т/сут.) и ликвидации аварии (29,1 т/сут.).

В 2015 году дополнительная добыча нефти составила 154,6 тыс.т., ОПЗ дала 40 % от общей дополнительной добычи за год (62,7 тыс.т). Максимальные средние приросты дебита нефти получены при зарезке второго ствола скважины (173,1 т/сут) и при ликвидации аварии (115,3 т/сут).

2.6 Анализ выработки запасов нефти

Подсчетные параметры и балансовые запасы нефти и газа утверждены протоколом № 8172 от 21.11.1978 года Центральной комиссией по запасам полезных ископаемых Минприроды России. Балансовые и извлекаемые запасы углеводородов, числящиеся на балансе РГФ в целом по Ярактинскому месторождению следующие:

- нефти, извлекаемые С1 – 11,471 млн т;
- газа, извлекаемые по категории С1+С2 – 39,061 млрд м³;
- конденсата, извлекаемые по категории С1+С2 – 4,013 млн т.

По состоянию на февраль 2016 г. на месторождении пробурено 297 скважин, в т.ч. в добывающем фонде числится 213 скважин, в нагнетательном – 46. Накопленная добыча нефти составила 3643 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,083 (утвержденный – 0,263) при обводненности продукции 23 %, отбор от НИЗ – 31,7 %. Добыча жидкости с начала разработки составила 4480,9 тыс.т, закачка воды – 5627 тыс.м³, накопленная компенсация – 125,5 %.

2.7 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

На основе анализа разработки продуктивных пластов и оценки выработки запасов нефти, в настоящем разделе даются рекомендации, направленные на оптимизацию системы разработки пластов с целью интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента извлечения нефти. Рекомендации данного раздела связаны с уплотнением сетки добывающих скважин, совершенствованием системы ППД, внедрением технологий интенсификации добычи нефти и методами увеличения нефтеотдачи.

Ярактинское месторождение находится в промышленной эксплуатации с 1992 года. В настоящее время месторождение находится на начальной стадии разработки. На данной стадии разработки месторождения, наибольший эффект должны дать мероприятия по бурению новых эксплуатационных скважин, совершенствованию системы ППД, применению сайклинг-процесса.

С учетом текущего состояния пластового давления по объектам, нуждающимся в оптимизации, на период 2011-2015 гг. предложено несколько переводов добывающих скважин в фонд ППД, приобщений, а также запусков в работу бездействующих нагнетательных скважин для усиления системы заводнения, применяемой на месторождении.

На основании проведенного анализа эффективности ГТМ (2011-2015гг.), анализа работы существующего добывающего и нагнетательного фонда, анализа бездействующего фонда, предложена программа ГТМ по фонду скважин, направленная в основном на улучшение использования уже пробуренного фонда.

По добывающему фонду программа включает в себя следующие виды работ:

- Гидроразрыв пласта (ГРП);
- Зарезка боковых стволов (ЗБС);
- Ликвидация аварий;

- Ремонтно-изоляционные работы по изоляции отдельных обводнившихся интервалов;
- Ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК);
- Переводы и возвраты;
- Обработка призабойной зоны (ОПЗ);
- Запуск скважин с ТКРС;
- По нагнетательному фонду планируются следующие работы:
- Перевод в ППД;
- КРС на нагнетательном фонде.

3 Специальная часть

3.1. Проблемы утилизации попутного нефтяного газа

На сегодняшний день одной из основных задач нефтегазового комплекса России является возможность рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ), при этом, сводя к минимуму количество сжигаемого газа, извлекаемого из пластов вместе с пластовой жидкостью. Ежегодно в России добывается около 61 млрд. м³ ПНГ или 9,3% валовой добычи газа.

Из этого объема по факту сжигается порядка 15 млрд. м³ ПНГ, что сравнимо с ежегодным потреблением газа в некоторых странах Европы. Большое количество сжигаемого ПНГ (более 24% от объема добычи) ставит Россию в число стран-аутсайдеров по этому показателю в мире (к примеру, в США данный показатель не превышает 3%).

Каждый год сжигание ПНГ приводит к неутешительным последствиям – в атмосферу поступает порядка 320 тыс. тонн загрязняющих веществ (СО₂, окислы азота, сажа и пр.), что занимает долю 15% всех выбросов в нашей стране. Пагубному влиянию подвергается население близ лежащих к нефтедобывающим комплексам регионов: превышение предельно допустимой концентрации (ПДК) окиси азота и аммиака регистрируется на расстоянии до 15 км от факельных систем сжигания попутного газа.

Большой урон наносится экономике страны – попутный газ является не возобновляемым природным энергоресурсом и необходимым сырьем для химической промышленности. Как оценивает Министерство природных ресурсов РФ, вместе с ПНГ каждый год сжигается до 7 млн тонн этана, 4 млн тонн пропана.

Сжигание 1 млрд. м³ ПНГ идентично потере товарной продукции на сумму 8,1 млрд. рублей, что приводит к ежегодным валовым экономическим убыткам вплоть до 139 млрд. рублей. Таким образом, сжигание попутного нефтяного газа приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу.

Стоит подчеркнуть, что ценные химические элементы, находящиеся в составе сжигаемого попутного газа не используются в качестве сырья для производства продуктов с высокой добавленной стоимостью.

На сегодняшний день нет механизмов по стимулированию переработки ПНГ – нынешние способы утилизации попутного газа позволяют использовать его как топливо для производства электроэнергии и тепла, что лишь незначительно снижает выбросы парниковых газов в атмосферу [2].

Анализируя опыт зарубежных и российских нефтегазовых компаний, а также научные исследования, разработан общий перечень путей использования ПНГ, который разделен на 2 группы – существующие (традиционные) способы и инновационные технологии:

1. Традиционные способы утилизации ПНГ:

- а) закачка в нефтяной пласт для поддержания пластового давления;
- б) закачка в газовые хранилища;
- в) обеспечение технологических нужд нефтепромысла;
- г) выработка электроэнергии – малая генерация;
- д) продажа третьим лицам;
- е) производство сухого отбензиненного газа (СОГ), широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), и пр.

2. Инновационные технологии переработки:

- а) преобразование попутного газа в синтетические топлива и другие углеводородные продукты (технология - gas to liquid, GTL);
- б) переработка метанола, содержащегося в ПНГ, в смесь углеводородов бензиновой фракции (технология - methanol to gasoline, MTG). Определены ограничения реализации проектов утилизации попутного газа, которые объединены в следующие группы: технологические, инфраструктурные, экономические и институциональные.

3.2 Переработка ПНГ и ПГ

Результатом переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах является «сухой» газ, подобный природному, и продукт, называемый «широкая фракция легких углеводородов» (ШФЛУ). При выполнении более глубокой переработки номенклатура продуктов становится обширнее – газы (сухой газ, этан), сжиженные углеводородные газы (СУГ), пропан, бутан (ПБТ). Все это, так же как и ШФЛУ, находят спрос, как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

Продукты переработки ПНГ обычно доставляются до потребителя по трубопроводу. Не стоит забывать, что доставка газа трубопроводом довольно опасна.

Как и ПНГ, ШФЛУ, СУГ и ПБТ тяжелее воздуха, поэтому при негерметичностях в трубе пары будут стелиться в приземном слое с образованием взрывоопасного облака. Взрыв, возникающий в облаке распыленного горючего вещества (так называемый «объемный») имеет повышенную разрушительную силу. Другие способы транспортировки ШФЛУ, СУГ и ПБТ не имеют таких технических трудностей. СУГ доставляются в железнодорожных цистернах и так называемых «универсальных контейнерах» под давлением до 16 атм., речным (водным) и автомобильным транспортом.

В ближайшие пять лет ИНК планирует осуществить масштабное строительство производственных объектов, связанных с добычей, подготовкой, переработкой и компримированием газа, а также развитием инфраструктуры, обеспечивающей отгрузку покупателям полученной товарной продукции – пропана, бутана и стабильного газового конденсата.

На Ярактинском НГКМ Иркутская нефтяная компания осуществляет работы по освоению газовой части месторождения и выполняет строительство установки комплексной подготовки природного и попутного нефтяного газа производительностью 3,6 млн. м³/сутки по сырью (УКПППНГ-3,6) для подготовки и извлечения из смеси природного и попутного нефтяного газа

пропана, бутана и газового конденсата. Газовый конденсат, как товарный продукт, направляется в трубопровод «ВСТО». Смесь пропана и бутана техническая (СПБТ) транспортируется по продуктопроводу протяженностью 196,01 км от Ярактинского НГКМ через Марковское НГКМ до комплекса приема, хранения и отгрузки сниженных углеводородных газов (СУГ), строительство которого ИНК осуществляет в районе Толстого мыса г. Усть-Кута.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти представлен в таблице 3.2.2.

Продолжится освоение газовой части Ярактинского НГКМ. Объемы добычи, подготовки и переработки природного и попутного нефтяного газа возрастут до 15,6 млн м³/сутки. Дополнительно к УКПППНГ-3,6 на Ярактинском НГКМ планируется строительство еще двух УКПППНГ суммарной производительностью 12,0 млн. м³/сутки по сырью. Планируется начать освоение газовой части Марковского НГКМ и построить установку производительностью 6,0 млн. м³/сутки для подготовки и переработки газа данного месторождения. Новые установки для подготовки и переработки газа на Ярактинском и Марковском НГКМ суммарной производительностью 18,0 млн. м³/сутки обеспечат подачу смеси пропана, бутана и газового конденсата – широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – в продуктопровод для дальнейшей транспортировки в район Толстого мыса г. Усть-Кута. Для обеспечения фракционирования ШФЛУ с целью получения таких конечных продуктов, как пропан технический, бутан технический и стабильный газовый конденсат, в районе Толстого мыса г. Усть-Кута планируется строительство Усть-Кутского газоперерабатывающего завода (УКГПЗ).

С целью эффективного использования ресурсного потенциала, а в частности этана, содержание которого в добываемом газе достигает до 10%, ИНК изучает возможность строительства в районе Толстого мыса г. Усть-Кута Усть-Кутского завода полимеров (УКЗП), рассчитанного на производство линейного полиэтилена высокого давления – ЛПЭВД (LLDPE) и полиэтилена

низкого давления – ПЭНД (HDPE). Плановый объем производства товарной продукции УКЗП – до 500 тыс тонн в год. При строительстве УКЗП планируется использовать самые современные и высокоэффективные технологии по пиролизу углеводородов и получению полиолефинов. На одной площадке с УКЗП планируется строительство ТЭС установленной мощностью 70 МВт, которая обеспечит электроэнергией УКЗП. При координации действий правительства Иркутской области, органов местного самоуправления и ИНК возможно строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ), продукция которого востребована не только на территории Иркутской области, но и на территории Республики Бурятия и Забайкальского края.

Планируемый объем добычи представлен в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Объем добычи на ЯНГКМ

Планируемые объемы добычи на Ярактинском НГКМ				
2015	2018	2021	2023	2025
Добыча сырой нефти (1000 метрических тонн)				
2,712	2,900	2,577	1,842	1,193
Добыча природного газа (млн.м ³)				
412,8	386,1	425,5	417	408,7
Добыча попутного нефтяного газа (млн.м ³)				
455,7	487,2	432,9	309,5	200,4

Таблица 3.2.2 – Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти (мольное содержание, %)

Наименование	Нефтяная часть ярактинской пачки				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Сероводород	-	-	-	-	-
Углекислый газ	0,04	-	0,05	следы	0,03

Продолжение таблицы 3.2.2

Наименование	Нефтяная часть ярактинской пачки				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Азот + редкие	1,9	-	2,11	следы	1,22
в т.ч. гелий	0,044	-	0,044	-	-
Метан	71,99	0,41	79,54	1,10	46,39
Этан	12,81	0,43	12,18	3,19	8,38
Пропан	7,32	0,98	4,52	5,77	5,05
Изобутан	1,23	0,45	0,46	1,63	0,95
Н. бутан	2,63	1,40	0,82	4,06	2,19
Изопентан	0,88	1,26	0,12	2,25	1,02
Н. пентан	0,88	1,59	0,15	2,47	1,13
Гексаны	0,32	2,00	0,04	2,12	0,92
Гептаны	-	-	0,01	-	-
Остаток(C ₈ +высшие)	-	91,48	-	77,41	32,72
Молекулярная масса	-	230	-	202	97
Молекулярная масса остатка	-	245	-	245	245
Плотность:					
газа, кг/м ³	0,965	-	0,833	-	-
газа относительная (по воздуху)	0,801	-	0,691	-	-
нефти, г/см ³	-	0,841	-	0,822	0,723

3.3 Использование ПНГ для выработки электроэнергии

На Ярактинском НГКМ в 2008 г. введена в эксплуатацию газопоршневая электростанция мощностью 7 МВт, по состоянию на 2015 г. мощность газопоршневой электростанции была увеличена до 70 МВт.

Данная установка предназначена для работы на попутном газе, при этом не требуется его предварительная очистка от сероводорода. Это позволяет утилизировать примерно 12600 тыс. м³ газа ежегодно, что составляет весомую часть от общего объема ПНГ, добываемого на Ярактинском НГКМ.

Газотурбинная установка (ГТУ) – это агрегат, в котором воздействующий на лопатки турбины поток газа, создает крутящий момент и вращает ротор, соединенный с генератором. Генератор в свою очередь вырабатывает электроэнергию. В основу устройства газотурбинного агрегата положен принцип модульности: ГТУ состоят из отдельных блоков, включая блок автоматики.

Преимущества газотурбинных электростанций:

- Низкий уровень шума и вибраций. Этот показатель не превышает 80-85 дБ;
- Небольшие габариты и вес позволяют разместить газотурбинную установку на малой площади, что приводит к существенной экономии средств. Существуют варианты крышного размещения газотурбинных электростанций малой мощности;
- Возможность работы на различных видах газа позволяет использовать газотурбинный агрегат в любом производстве на самом экономически выгодном виде топлива;
- Эксплуатация как в автономном режиме, так и параллельно с сетью;
- Возможность работы в течение длительного времени при очень низких нагрузках, в том числе в режиме холостого хода;
- Максимально допустимая перегрузка: 150% номинального тока в течение 1 минуты, 110% номинального тока в течение 2 часов;

- Возможность системы генератора и возбудителя выдерживать не менее 300% номинального непрерывного тока генератора в течение 10 секунд в случае трехфазного симметричного короткого замыкания на клеммах генератора, тем самым, обеспечивая необходимое время для срабатывания селективных выключателей.

3.4 Использование ПНГ для обратной закачки в пласт

В продуктивных пластах, с высоким содержанием глинистых частиц, разбухающих при их смачивании пресной водой, нагнетание воды с целью ППД, как правило, неэффективно. Нагнетательные скважины обладают очень низкой поглотительной способностью с большим затуханием приемистости. Это требует специальной обработки воды и высоких давлений нагнетания.

Однако при таких условиях может оказаться эффективным закачка сухого углеводородного газа, который не взаимодействует с породой коллектора. Это позволяет получить технически приемлемые параметры процесса – высокую приемистость и низкое давление нагнетания.

С точки зрения затрат энергии использование газа в целях ППД – процесс в большей степени энергоемкий, нежели при использовании воды. Иначе говоря, для вытеснения одного и того же объема нефти необходимо затратить больше энергии на закачку газа, нежели на закачку воды.

Это объясняется двумя главными причинами.

1. При закачке воды требуемое давление на забое определяется суммой давления на устье и гидростатического давления создаваемого столбом жидкости в скважине. При закачке газа, из-за того что его плотность во много раз меньше плотности воды, гидростатическое давление столба газа значительно меньше чем водяного (в 7-15 раз). По этой причине необходимое давление на забое приходится создавать за счет увеличения давления на устье (давления нагнетания), как следствие возрастают затраты энергии на закачку газа в пласт.

2. Газ, перед закачкой, вследствие его большой сжимаемости, необходимо сжать до забойного давления. На это требуется большое количество энергии. При закачке воды, из-за ее малой сжимаемости, энергия, требуемая на сжатие почти равна нулю. Кроме того, часть нагнетаемого УВ газа растворяется в пластовых условиях в нефти, отчего возрастает общий объем его закачки.

Поэтому ППД с использованием газа как рабочего агента не нашло широкого распространения и используется в основном на истощенных нефтяных месторождениях, пластовое давление которых мало, или на неглубоких месторождениях.

Объем газа, необходимый для закачки в продуктивный пласт только для поддержания пластового давления на существующем уровне, рассчитывается как сумма объемов добытой нефти, воды и газа, приведенных к пластовым условиям ($P_{пл}$, $T_{пл}$).

Решение об осуществлении проекта по обратной закачке газа в пласт было принято при разработке программы по освоению Ярактинского НГКМ с учетом рационального использования минерально-сырьевой базы. Проектные работы по реализации данной программы начались в 2007 году, в практический этап проект вступил в 2009 году. Тогда была закуплена первая компрессорная установка мощностью 1 млн. м³ газа. Проект предусматривает дальнейший рост объёма закачки газа до 6 млн. м³ в сутки.

Проект, реализуемый Иркутской нефтяной компанией, уникален по своей сути. В промышленных объемах использование попутного и свободного газа в качестве рабочего агента для ППД в России ранее не применялась. Осуществление программы позволит поддерживать пластовое давление, при этом увеличив коэффициент извлечения конденсата на 22%. Проект по обратному закачиванию газа в продуктивный пласт преследует экологические цели: на месторождениях прекратится сверхнормативное сжигание ПНГ, что в итоге, снизит выбросы парниковых газов в атмосферу.

ПНГ подготавливается на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), затем осушенный газ компримируется, и его бóльшая часть закачивается обратно в пласт. Остальная часть осушенного газа используется на собственные нужды, направляется на энергокомплекс мощностью 70 МВт, обеспечивающий питание всех объектов месторождения, на котельную и технологические печи.

В 2012 году ИНК построила второй пусковой комплекс первой очереди УКПГ. При этом производительность установки возрасла до 3 млн кубических метров газа в сутки, из которых 500 тыс. кубометров придется на попутный нефтяной газ. К 2015 году объем ежесуточной закачки газа увеличился до 6 млн кубометров. На сегодняшний день компания утилизирует более 95% ПНГ и ПГ. Строительство второго пускового комплекса УКПГ позволила достичь совокупного сокращения выбросов парниковых газов более чем на 588 тыс. тонн. При полномасштабном развитии общие расчетные сокращения выбросов за 2013-2021 годы составят 8 млн 530 тонн эквивалента CO₂.

На Ярактинском НГКМ производится закачка ПНГ и ПГ в пласт размере 900000 тыс. м³ в год, что составляет большую часть добываемого ПНГ и ПГ.

3.5 Анализ методов использования ПНГ на Ярактинском НГКМ

На основе систематизации опыта ООО «ИНК» установлено, что реализуемые проекты не позволяют полностью исключить сжигание ПНГ, но могут снизить образующийся в связи с этим экологический и экономический ущерб.

1. Использование ПНГ с целью получения электрической энергии: попутный нефтяной газ — топливо высококалорийное и экологически чистое. Принимая во внимание большую энергоёмкость добычи нефти, во всём мире существует практика использования ПНГ для выработки электрической энергии для промышленных нужд.

Положительные эффект применения:

- Выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ;
- Существенное снижение затрат на энергоснабжение;
- Высокая экономическая эффективность и короткие сроки окупаемости;
- Отсутствие существенных вложений по строительству ЛЭП и инженерных сетей для непрерывного снабжения электрической энергией новых месторождений;

- Наименьшие потери от передачи энергии за счет ее выработки на месте.

Недостатки применения:

- Значительная концентрация вредных веществ в выхлопных газах, что требует использования катализаторов с высокой стоимостью. Вредные вещества в выхлопных газах появляются из-за сгорания моторного масла. Для уменьшения пагубного воздействия на окружающую среду электростанциям требуются высокие дымовые трубы;

2. Использование ПНГ с целью ППД (сайклинг-процесс).

Положительные эффекты применения:

- Поддерживать давление в пласте на необходимом уровне;
- Увеличить добычу газа и конденсата;
- Уменьшить или полностью исключить выбросы CO₂;

Недостатки применения:

- Значительные капитальные инвестиции в связи с необходимостью закупки специального оборудования при разработке месторождений с высокими пластовыми давлениями;

- Снижение надежности промыслового оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции;

- Длительная консервация запасов газа.

3. Переработка ПНГ и ПГ

Положительные эффект применения:

- Получение сырья для химической промышленности;

- Выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ;

- Развитие газотранспортной инфраструктуры.

Недостатки применения:

- Высокие затраты, требующиеся на переработку ПНГ и ПГ.

При использовании всех вышеперечисленных методов сделаем следующие выводы.

На Ярактинском НКГМ проблема утилизации осушенного природного газа решается с помощью его использования в качестве рабочего агента для системы ППД (сайклинг-процесс)

Это не только увеличивает коэффициент извлечения углеводородов и позволяет поддерживать пластовое давление, но также сокращает выбросы парниковых газов в атмосферу. Являясь примером рационального природопользования, данный проект также позволяет сохранять метан в недрах для дальнейшего его использования в будущем.

Использование ПНГ для газонефтехимии может стать еще более актуальным. Это обусловлено рядом причин, таких как:

Увеличение значения газового фактора — отношение объема извлечения ПНГ к объему извлечения нефти; потребность в более эффективном

«безотходном» и глубоком использовании всей УВ цепочки, инновационного развития нефтегазового сектора, улучшением экономики в целом.

Развитие газонефтехимии, имеющей большой мультипликативный эффект для экономики, может способствовать импортозамещению, повышению энергоэффективности, снижению пагубного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

Суровые ограничения на сверхнормативное сжигание ПНГ на факельных установках способствовали формированию другого направления его применения — использования ПГ для производства электроэнергии. С одной стороны, данное направление является оправданным, так как дает возможность получить значительный экономический эффект от побочного продукта нефтедобычи. С другой стороны, использование ПНГ для электрогенерации, по сути, является тем же сжиганием, в процессе которого уничтожается ценный ресурс. При этом негативное воздействие на окружающую среду и здоровье населения может быть даже выше в связи с более высокой концентрацией выбросов от данного вида использования ПНГ и близостью к среде обитания человека.

4 Безопасность и экологичность

Проблемы обеспечения технической безопасности и противоаварийной устойчивости предприятий нефтегазовой промышленности имеют существенное значение.

Руководители предприятий в своей практической деятельности обязаны соблюдать законы и проводить мероприятия, направленные на охрану труда и здоровья работников, охрану и защиту окружающей среды.

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан обеспечивать безопасные и благоприятные условия труда, безопасность жизни и здоровья работников, выполнять мероприятия, направленные на уменьшение возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, снижение уровня профессиональных заболеваний.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочее место оператора по добыче нефти газа и газового конденсата представляет собой кустовую площадку (КП) месторождения, в которую входят: фонд скважин, водораспределительный пункт (ВРП), блок малой автоматики (БМА), автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ), станции управления (СУ) электроцентробежными насосами (ЭЦН), узлы ввода реагентов, трубопроводы нефти и газа, факельные системы, дожимные насосные станции (ДНС), установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Обязанности оператора заключаются в следующем: поддержание заданного режима работы оборудования; ремонт узлов и механизмов оборудования и арматуры; очистка насосно-компрессорных труб от парафина и смол механическими и автоматическими скребками и с использованием реагентов, растворителей, горячей нефти и пара; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий.

Оператор ДНГ подвергается воздействию вредных факторов, представленных в таблице 4.1.1. [ГОСТ 12.0.003]

Таблица 4.1.1 – Анализ опасных и вредных факторов

Группы опасных факторов	Подгруппы
Физические	повышенный уровень шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
Химические	токсические; раздражающие; по пути проникания в организм человека через: органы дыхания;
Психофизиологические	Физические перегрузки

По основному виду экономической деятельности установлен IV 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 0,5% к начисленной оплате труда. [ФЗ от 22.12.2005 г. № 179]

Аварийными ситуациями, влияющими на экологическую среду при работе оператора ДНГ, являются утечка скважинной продукции из трубопроводов и нефтесборных коллекторов, разгерметизация сепаратора в АГЗУ.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Все работы оператор ДНГ выполняет на открытом воздухе, поэтому в холодный период года возможны переохлаждения и обморожения, особенно

при сильном ветре. В летнее время длительное воздействие солнечных лучей и высокой температуры могут привести к солнечному или тепловому удару, а в сочетании с испарениями нефтепродуктов, реагентов и выхлопных газов, – к сильному отравлению.

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в Усть-Кутском районе Иркутской области, средняя температура воздуха зимних месяцев $-18,0\text{ }^{\circ}\text{C}$, средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин $3,6\text{ м/с}$. [МР 2.2.8.2127-06] Климат района резко континентальный. Средняя температура января -25°C , июля $+17^{\circ}\text{C}$. Минимальная температура -54°C , максимальная $+38^{\circ}\text{C}$.

Категория энергозатрат – Пб [Р 2.2.2006-05]

Температура воздуха в производственных помещениях поддерживается на уровне $+16-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ в холодный и переходной период года, $+18-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ в тёплый период года. Влажность воздуха при этом составляет $30-60\%$, скорость его движения $0,2-0,7\text{ м/с}$. [СанПиН 2.2.4.548-96]

Температурно-влажностный режим воздуха в рабочей зоне оператора ДНГ определяется погодными условиями и временем года. В зимний период температура в рабочей зоне снижается до $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$, в летний период достигает $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура при выполнении работ в АГЗУ, ВРП, КС, ДНС поддерживается на комфортном уровне $18-22\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательных, административно-бытовых и рабочих помещений рекомендуется использовать системы отопления и вентиляции. В зимний период используются электрические обогреватели. Из-за большого количества утечек газа, происходящих во время сепарации нефти и замера дебита скважины, помещение АГЗУ рекомендуется оснащать системой вентиляции.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

На Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении используют автоматические групповые замерные установки «Спутник», имеющие габариты: длина 6780 мм, ширина 3200 мм, высота 2615 мм.

Площадь и объем рабочего помещения равны: 21,7 м²; 56,7 м³, что соответствует категории энергозатрат Пб, на одного рабочего 4,5 м² и 25 м³ соответственно. [СП 2.2.1.1312—03]

Оптимальные условия микроклимата представлены в таблице 4.3.1. [СанПиН 2.2.4.548-96]

Таблица 4.3.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Температура воздуха, °С (Нормированное/ фактическое)	Относительная влажность воздуха, % (Нормированное/ фактическое)	Скорость движения воздуха, м/с (Нормированное/ фактическое)
Холодный	17-19/18	60-40/60-30	0,2/0,2-0,7
Теплый	19-21/20	60-40/60-30	0,2/0,2-0,7

Содержание вредных веществ и пыли в воздухе рабочего помещения представлено в таблице 4.3.2 [ГОСТ 12.1.005-88]

Таблица 4.3.2 – Содержание вредных веществ и пыли в воздухе рабочего помещения

Вещество	Величина ПДК, мг/м ³	Фактическое значение, мг/м ³
Метан	7000	3440
Бутан	300	230
Гексан	300	180
Сероводород в смеси с УВ	3	0,04

Предельно допустимые уровни (ПДУ) вибрации, шума, инфразвука и ультразвука и их фактические значения представлены в таблице 4.3.3 [ГОСТ 12.1.003 – 83, СН 3223 – 85, ГОСТ 12.1.012 – 78, СН 3044 – 84]

Таблица 4.3.3 – Предельно допустимые уровни вибрации, шума

Шум, эквивалентный уровень звука дБ	Вибрация локальная	Вибрация общая	Инфразвук, общий уровень звукового давления, измеренный по линейной шкале, дБ	Ультразвук, уровни звукового давления в третьоктавных полосах частот, дБ
	Виброскорость, виброускорение; эквивалентный корректированный уровень, превышение не ... дБ/среднее квадратическое значение, превышение в ... раз			
35	12/4	24/8	20	40
Фактическое значение				
5	3/1,4	6/2	5	10

Норма освещенности для помещений, в которых производится общее наблюдение за ходом производственного процесса (АГЗУ, УКПК, ДНС) составляет 200 Лк, что соответствует фактическому значению. [СНиП 23-05-95]

Для снижения шума применяются уменьшение шума в источнике; акустическая обработка помещений; применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемофоны).

Ослабление локальной вибрации и передачи вибрации на пол и сиденье достигается средствами виброизоляции и вибропоглощения, использованием пружинных и резиновых амортизаторов, прокладок и др.

В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальни, санузлы, курительные, места для размещения полудушей, устройств питьевого водоснабжения, помещения для обогрева или охлаждения, обработки, хранения и выдачи спецодежды.

Индивидуальные средства защиты: спецодежда, шлем, очки, перчатки, обувь, маска с фильтром. [ГОСТ 12.4.011-89]

На основе выполненных расчетов требуемого воздухообмена при выделении газов (паров) через неплотности аппаратуры, находящейся под давлением устанавливаем необходимый воздухообмен $L = 700 \text{ м}^3/\text{час}$.

На основе выполненных расчетов освещения для производственного помещения (АГЗУ), устанавливаем необходимое количество светильников $n = 10$ шт.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, представлен в таблице 4.4.1 [ГОСТ 17.2.3.02-78]

Таблица 4.4.1 – Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Наименование загрязняющих веществ	Класс опасности	ПДК максимально-разовые, $\text{мг}/\text{м}^3$	ПДК среднее суточные, $\text{мг}/\text{м}^3$	Выбросы вредных веществ в год, тонн
Оксиды азота	3	0,4	0,06	0,546
Диоксид азота	2	0,085	0,04	0,150
Оксид углерода	4	5,0	3,0	1,159
Сернистый ангидрид	3	0,5	0,05	0,050
Углеводороды	4	1,0	1,5	7,094
Сажа	3	0,15	0,05	0,035
Акролеин	2	0,03	0,01	0,006
Сероводород	2	0,008	0,03	0,035

Наличие оксидов азота определяют с помощью универсального газоанализатора УГ-2 с диапазоном измерений $0-200 \text{ мг}/\text{м}^3$;

Наличие сернистого ангидрида определяют: универсальным газоанализатором УГ-2 в диапазоне измерений $0-200 \text{ мг}/\text{м}^3$;

Наличие сероводорода определяют газоанализатором АС-11 в диапазоне $3-100 \text{ мг}/\text{м}^3$.

Против поражения электрическим током принимают следующие технические защитные меры: защитное заземление, взрывозащитное исполнение оборудования, защитное отключение.

Кроме того, широкое применение в отраслях нефтедобывающего комплекса получили средства индивидуальной защиты для электрообслуживающего персонала (спец. обувь, спец. перчатки).

На основании расчета защитного заземления для подстанции, питающей электрооборудование на кустовой площадке, определяем необходимое количество вертикальных заземлителей $n = 10$ шт.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Основными причинами пожара являются негерметичность оборудования и нарушение технологического процесса переработки углеводородов, вследствие которых происходит утечка газообразных углеводородов, образующих легковоспламеняющуюся смесь с воздухом, способную привести к взрыву.

Уровень обеспечения взрывозащиты используемого электрооборудования «G», степень установленной взрывозащиты «е». [СП 12.13130.2009]

Исходя из расчетов, помещение АГЗУ по взрыво-пожарной опасности соответствует классу А. [СП 12.13130.2009]

На рабочей площадке установлена автоматическая система пожарной сигнализации, включающая:

- извещатели (дымовые, тепловые, датчики пламени).
- устройства оповещения (сирены, световые информационные приборы);
- линии передачи данных;
- источник резервного электроснабжения;
- центральный блок управления и периферийные блоки приемно-контролирующей аппаратуры (ПКА);
- программное обеспечение системы. [СП 5.13130.2009]

К основным взрывоопасным объектам относятся помещения нефтяных насосных, газовых компрессорных станций, газораспределительных будок и другие помещения, в которых взрывоопасные смеси не образуются при нормальных условиях работы, но могут образоваться при авариях и неисправностях.

Первичными средствами пожаротушения являются: огнетушители пенные ОХП-10, ящики с песком, лопаты, лом пожарный легкий, топор пожарный поясной, багор пожарный, ведро пожарное, щит пожарный деревянный, рукава пожарные со стволами, датчики загазованности среды.

Характеристики горючих веществ и жидкостей, способных привести к пожару или взрыву в АГЗУ приведены в таблице 4.5.1 [ГОСТ 12.1.044-89]

Таблица 4.5.1 – Характеристики горючих веществ

Вещество	Температура вспышки	Концентрационные пределы взрываемости (нижний) % по объему	Концентрационные пределы взрываемости (верхний) % по объему
Бутан	-	1.8	37.4
Гексан	-23	1.24	39.1
Метан	-	5.28	16.66
Пентан	-44	1.47	32.8
Пропан	-	2.31	36.6
Этан	-	3.07	31.2

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

В процессе производства работ могут произойти следующие аварийные ситуации: некатегорийные отказы на внутриплощадочных трубопроводах вследствие коррозии металла и воздействия низких температур; преждевременный выход из строя оборудования фонтанной арматуры скважин, АГЗУ, БМА из-за старения, коррозии металла, повышения давления в системе выше максимально допустимого и воздействия низких температур; разрушение

фонтанной арматуры из-за наезда спецтехники, спецагрегатов, производящих работы на территории кустовой площадки, из-за стихийных бедствий и др.; загорания на территории кустовой площадки скважин, в производственных помещениях АГЗУ, ВРП, БМА, по причине наличия легковоспламеняющихся веществ и неосторожного обращения с огнем; отключение электроэнергии; нефтегазоводопроявление и открытый фонтан на скважине.

Первоочередные действия обслуживающего персонала по ликвидации возможных аварийных ситуаций и спасению людей описаны в плане ликвидации возможных аварий (ПЛА).

Поражающими факторами, возникающими в результате возможных ЧС, являются:

- струя жидкости, выходящая из поврежденного трубопровода, находящегося под высоким давлением.
- возгорание или взрыв в производственных помещениях.
- скопление сероводорода в местах негерметичности оборудования.
- открытое фонтанирование (с возгоранием) – самая опасная ЧС.

Автоматическая групповая замерная установка предназначена для постоянного измерения текущих расходных параметров скважин на кустовой площадке, расположена на безопасном расстоянии от других производственных объектов.

Общая численность операторов ЦДНГ на Ярактинском НГКМ составляет 20 человек (на вахту).

Каждый оператор ДНГ оснащен средствами индивидуальной защиты: защитные очки, перчатки, рабочая одежда, защитная маска с фильтром, защитный шлем, обувь с металлическими носками.

4.7 Экологичность проекта

Основные источники загрязнений подземных и наземных вод:

- прорывы сточных вод в поверхностные водоводы и водостоки;

- прорывы сточных вод на поля испарения;
- разливы промышленных сточных вод при порывах водоводов;
- перетоки высокоминерализованных вод глубинных горизонтов в пресноводные горизонты при нарушениях герметичности обсадной колонны.

Основными источниками выделения вредных веществ в атмосферу при сборе и подготовке нефти являются:

- устьевое оборудование скважин;
- сепараторы, насосы, мерники реагентного хозяйства;
- сырьевые и товарные резервуары;
- факельное хозяйство, механические мастерские.

Для защиты атмосферного воздуха от загрязнений рекомендуется:

- обеспечить высокое качество герметизации во всей системе сбора, подготовку и транспорт нефти, газа и воды, а также соблюдение регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы;

- поддерживать в процессе эксплуатации полную техническую исправность оборудования;

- на установках разделения и подготовки нефти, газа и воды необходимо осуществлять нейтрализацию сточных вод и сероводородную очистку попутного газа;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение одним из первых в Иркутской области введено в промышленную разработку. Продуктивными на Ярактинской площади оказались базальные терригенные отложения, которые в объеме песчано-глинистой толщи до поверхности фундамента были выделены под названием Ярактинская пачка.

Ярактинская пачка рассматривается как залежь с единым водонефтяным и газонефтяным контактами, состоящая из двух пластов I и II, разделенных выдержанной по толщине аргиллитовой перемычкой, которая полностью может рассматриваться в качестве надежного экрана нижнего пласта. Залежь литологического типа, ограниченная с запада, севера и востока литологическим экраном.

Ярактинское месторождение характеризуется сложным, невыдержанным по площади и разрезу строением продуктивных пород.

В дипломной работе был выполнен анализ литературы по методам использования попутного нефтяного газа. В настоящее время в России нет выработанной концепции, которая позволяла бы решить проблему утилизации попутного нефтяного газа. Но законодатель требует 95% утилизации ПНГ. В настоящее время на Ярактинском НГКМ применяются следующие пути утилизации:

1. Использование ПНГ для выработки электроэнергии;
2. Использование ПНГ для обратной закачки в пласт (сайклинг-процесс);
3. Переработка ПНГ и ПГ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВНР – вывод на режим
- ВСП – вертикальное сейсмопрофилирование
- ВСТО – восточная Сибирь – Тихий океан
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ГТМ – геолого технические мероприятия
- ГТУ – газотурбинная установка
- ДМК – детальный механический каротаж
- ДНС – дожимная насосная станция
- ЗБС – забуривание бокового ствола
- ИНК – Иркутская нефтяная компания
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- ЛНЭК – ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны
- ЛПЭВД – линейный полиэтилен высокого давления
- НИЗ – начальные извлекаемые запасы
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- ОПЗ – обработка призабойной зоны
- ПГ – попутный газ
- ПНГ – попутный нефтяной газ
- ППД – поддержание пластового давления
- ПЭД – погружной электродвигатель
- ПЭНД – полиэтилен низкого давления
- РГФ – ресгеолфонд
- СПБТ – Смесь пропана и бутана техническая
- СПГ – сжиженный природный газ
- СУГ – сжиженный углеводородный газ
- ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин
- УКГПЗ – Усть-Кутский газоперерабатывающий завод
- УКЗП – Усть-Кутский завод полимеров

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УКПППНГ – установка комплексной подготовки природного и попутного нефтяного газа

УПН – установка подготовки нефти

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

ЭЦН – электроцентробежный насос

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гажула, С. В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы. Нефтегазовая геология. Теория и практика: учебник / С. В. Гажула. – Москва: Недра, 2008. – 458 с.
2. Иванова, Е. А. Утилизация попутного нефтяного газа — основная проблема комплексного освоения нефтяных месторождений / Е. А. Иванова, Р. Р. Сафаров // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2005. – № 3. – С. 131-133.
3. Книжников, А. Ю. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России / А. Ю. Книжников, Н. Н. Пусенкова // Ежегодный обзор. – 2009. – № 1. – С. 57-61.
4. Коновальцева, Е. С. Нефтегазовая геология: учебник / Е. С. Коновальцева. – Москва: Недра, 2010. – 360 с.
5. Конторович, А. Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы: учебник / А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук. – Москва: Недра, 1981. – 552 с.
6. Мельников, Н. В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции / Н. В. Мельников. – Москва: Недра, 1996. - 255 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

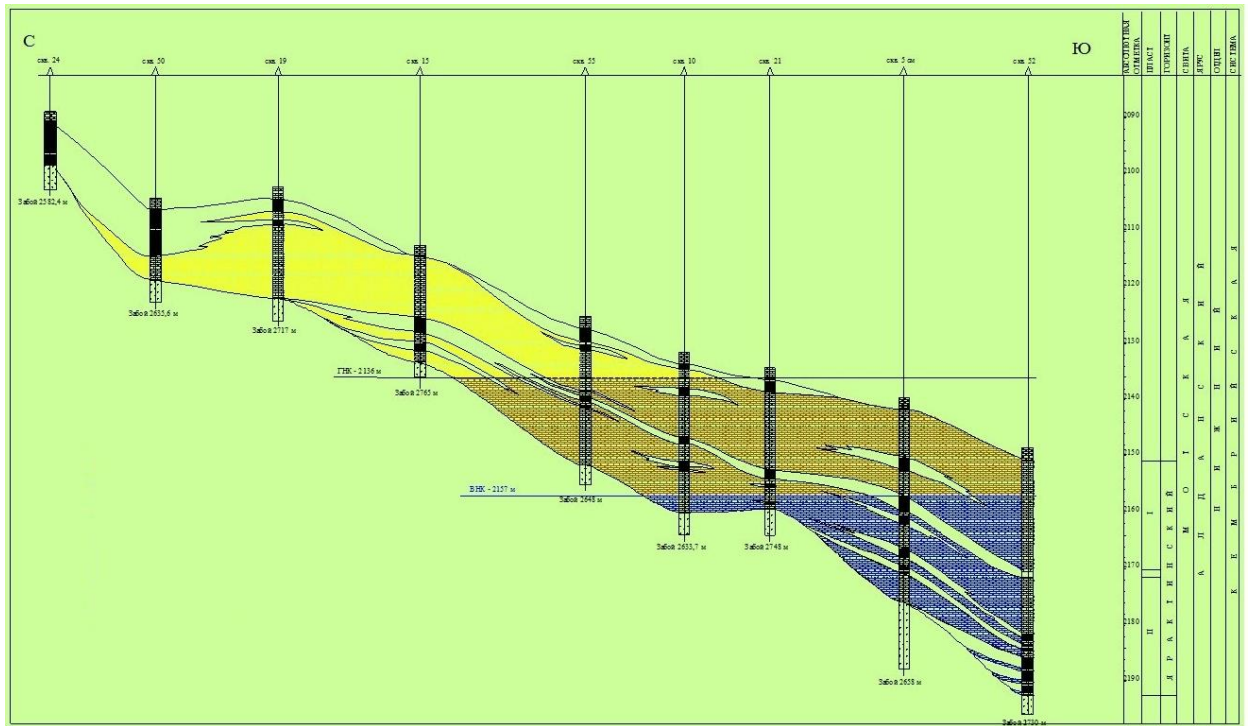


Рисунок А.1 – Геологический разрез Ярактинского месторождения