

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Н.Г. Квеско

подпись

«_____» _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Выбор и обоснование технологии устранения и предупреждения
гидратообразования в стволе скважины в условиях Куюмбинского месторождения

Руководитель _____ доцент, канд. техн. наук Е.В. Безверхая
подпись, дата

Выпускник _____ К.А. Кулык
подпись, дата

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусияченко
подпись, дата

Специальная часть _____ А.В. Дикопавленко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С.В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Выбор и обоснование технологии устранения и предупреждения гидратообразования в стволе скважины в условиях Куюмбинского месторождения» содержит 64 страниц текстового документа, 13 рисунков, 12 таблиц, 17 формул, 26 использованных источников.

ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, ФАКТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТАМИ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ, ИНГИБИТОР, ДЕГИДРАТ 4010, HYDRANOX 8001.

Целью работы является изучение существующих методов борьбы и предупреждения гидратообразования на Куюмбинском месторождении, выявление наиболее эффективного метода, а также обоснование предложения по применению нового ингибитора гидратообразования.

Исходя из цели работы поставлены следующие задачи:

1. Изучение геологического строения месторождения;
2. Изучение осложняющих факторов геологического строения;
3. Определение причин образования гидратов в стволе скважин;
4. Произвести обзор методов по предупреждению и ликвидации гидратообразования в условиях Куюмбинского месторождения;
5. Подобрать новый ингибитор гидратообразования;
6. Произвести сравнительный анализ уже применяемого на месторождении Дегидрата 4010 марок А, В и рекомендуемого в качестве нового Hydranox 8001.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Геология месторождения	6
1.1 Общие сведения о месторождении	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	8
1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	8
1.2.2 Характеристика залежей.....	17
1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов	22
1.4 Физико-химические свойства нефти, конденсата, газа и пластовой воды	24
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	27
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении	29
2 Технологическая часть	30
2.1 Текущее состояние разработки месторождения.....	30
2.2 Анализ технологических показателей разработки месторождения	34
3 Специальная часть	34
3.1 Обоснование причин гидратоотложения в стволе скважины.....	35
3.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием в нефтегазодобывающей промышленности	36
3.3 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на Куюмбинском месторождении	37
3.4 Резкое снижение давления.....	37
3.5 Ликвидация гидратной пробки хлористым кальцием	38
3.6 Обработка скважин горячей нефтью	43
3.7 Механическое удаление гидратообразований путем скребкования	44
3.8 Предупреждение гидратообразования с помощью ингибитора	45
3.9 Обоснование по внедрению нового ингибитора	47
4 Безопасность жизнедеятельности	49
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов	

при проведении работ	50
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	51
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	52
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	54
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	55
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	56
4.7 Экологичность проекта	58
Заключение	59
Список сокращений	61
Список использованных источников	62

ВВЕДЕНИЕ

В отличие от месторождений Западной Сибири, месторождения нефти и газа в Восточной Сибири представляют собой сложные объекты с аномальными термодинамическими свойствами и сложным составом пластовых флюидов. Особенностью многих месторождений Восточной Сибири является наличие высоких пластовых давлений и низких температур, что является благоприятным фактором для гидратообразования.

В процессе испытания скважин Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения в трубном и затрубном пространстве на различных глубинах образуются гидраты. В результате образования гидратных пробок в колонне насосно-компрессорных труб дебит нефти снижается, вплоть до полного прекращения фонтанирования. Месторождение находится на первой стадии разработки, поэтому встает необходимость в борьбе уже образовавшихся и предупреждению гидратных отложений.

Основной целью работы является анализ методов, направленных на борьбу и предупреждение гидратообразования в условиях Куюмбинского месторождения, с целью выделения наиболее действенных и перспективных направлений в борьбе с гидратными пробками с последующим предложением по применению нового ингибитора гидратообразования.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Красноярском крае Эвенкийского муниципального района. В административном отношении оно находится на территории Байкитского и Богучанского районов Красноярского края, лицензия на освоение которого принадлежит ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». Районный центр поселок Байкит расположен в 80 км севернее месторождения [1]. На рисунке 1.1 изображено административное положение месторождения.

Дороги в пределах участка отсутствуют. В летнее время с начала июня по середину августа осуществляется навигация по реке Подкаменная Тунгуска. В остальное время года поставка грузов происходит с помощью железнодорожного транспорта до ближайшей станции Карабула, а затем по зимним автодорогам или вертолетным транспортом. Основными зимними автодорогами являются п. Байкит – подбаза «Славянка», ее протяженность 130 км, а также дорога п. Богучаны – подбаза «Славянка», протяженность которой составляет 400 км. Действующей является гравийная автодорога – ст. Карабула – п. Богучаны. Продолжительность действующего зимника составляет пять календарных месяцев (декабрь-апрель) или 150 суток. Кроме того, в п. Байкит имеется взлётно-посадочная полоса.

Действующим нефтепроводом является нефтепровод «Куюмба-Тайшет». В ближайшем окружении находятся Юрубчено-Тохомское, Оморинское и Шушукское месторождения.

Географически район работ приурочен к юго-западной части Среднесибирского плоскогорья и расположен между Ангарой и Подкаменной Тунгуской, в левом притоке последней – р. Камо.

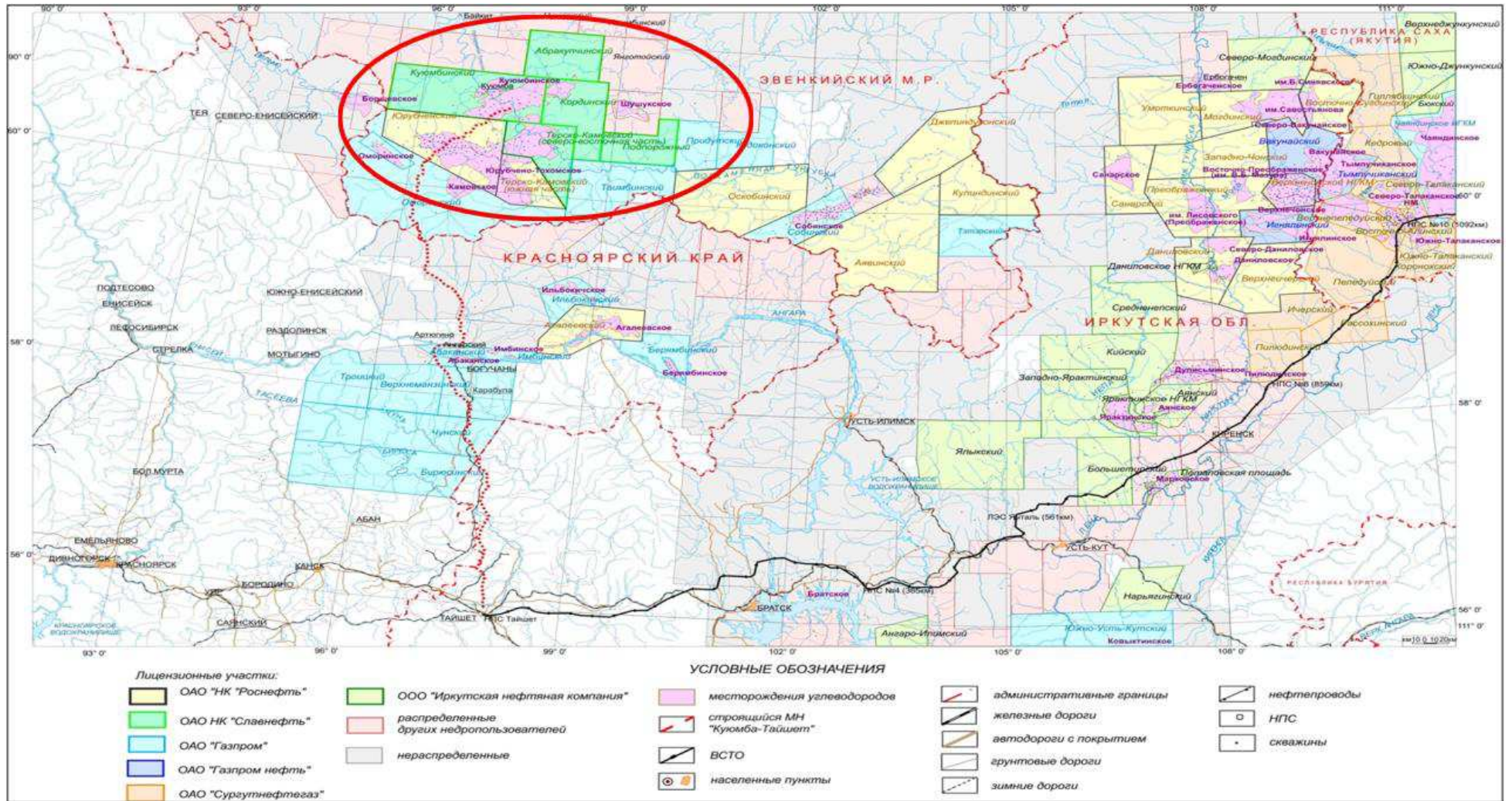


Рисунок 1.1 - Административное положение Куумбинского месторождения

Рельеф местности – низкогорный, холмисто-грядовый, характерный для Заангаро-Тунгусского плато Средне-Сибирского плоскогорья. Территория участка расчленена густой сетью мелких, средних рек и ручьёв. Мелкие озёра, старицы, заболоченные поймы развиты по долинам наиболее крупных рек (Тайга, Камо), особенно в их низовьях. Абсолютные отметки поверхности колеблются от 140-160 м в долинах рек, до 752 м на водоразделах.

Главной водной артерией района является река Подкаменная Тунгуска. Её берега крутые и обрывистые, местами имеют каньонообразный вид. Территория участков расчленена густой сетью мелких, средних рек и ручьёв. Долины рек и ручьёв узкие, ширина их не превышает 150 м. Глубина рек изменяется от 0,3-0,5 м на перекатах до 2,0 м на плёсах. Толщина льда к концу зимы достигает 0,5-0,7 м мелкие реки промерзают до дна.

Растительность типична для сибирской тайги, представлена хвойными и лиственными породами деревьев: ель, кедр, пихта, лиственница, сосна, осина, береза. В поймах рек встречаются заросли кустарников и трав. Заповедные территории и заказники отсутствуют [2].

Среднегодовая температура -7°C . Период со среднесуточной температурой воздуха менее 8°C – 266 дней (средняя температура $-14,5^{\circ}\text{C}$), менее 10°C – 282 дня (средняя температура $-13,2^{\circ}\text{C}$). Среднее число дней с осадками за год – 196. Годовая сумма осадков 518 мм.

Преобладающее направление ветров юго-восточное (средняя скорость ветра 2,5 м/сек) и северо-западное (средняя скорость ветра 2,9 м/сек). Скорость ветра среднегодовая 1,5-2,2 м/сек. Наибольшая скорость ветра 20 м/сек.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Геологическое строение Куюмбинского месторождения изучалось по материалам глубинного бурения с учетом промысловой геофизики и по

результатам геолого-сейсмических работ, что позволило составить сводный разрез осадочного чехла от Архей-Протерозоя до Палеозоя-Кембрия.

Кристаллический фундамент региона представлен метаморфическими образованиями архей-протерозойской эры. В осадочном чехле присутствуют протерозойские, палеозойские и кайнозойские отложения. Скважины вскрывают породы рифея, венда, кембрия, реже ордовика и четвертичные породы. Резкие угловые и стратиграфические несогласия отмечаются в подошве венда, к тому же отложения венда перекрывают рифейские толщи разного возраста [3]. На рисунке 1.2 показан геологический схематичный разрез по линии II-II.

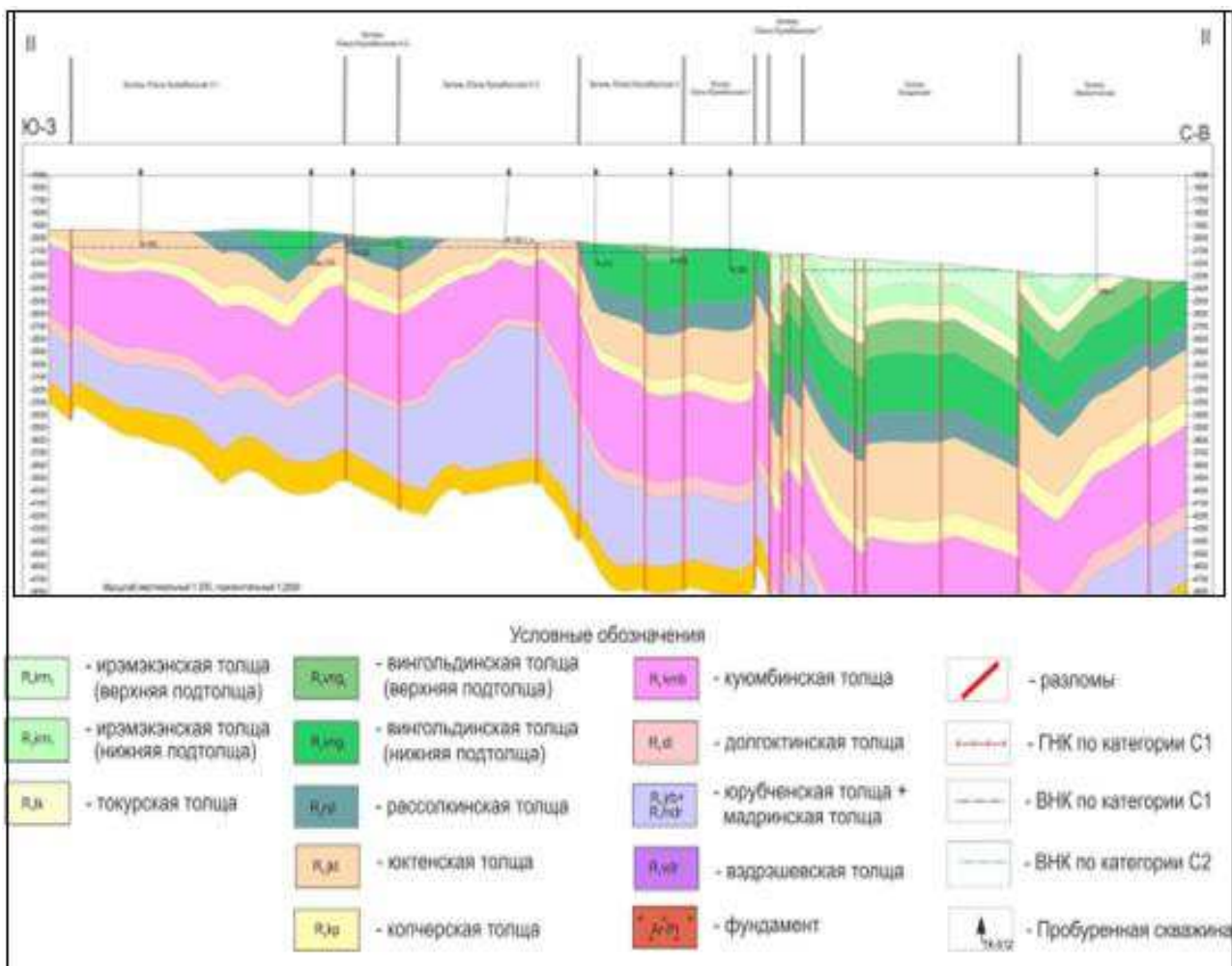


Рисунок 1.2 – Геологический схематичный разрез по линии II-II

Рифей – R.

В настоящее время нет утвержденной схемы корреляции рифея. Сложность стратификации рифейских отложений связана с тем, что рифейские отложения перекрываются вендскими с угловым несогласием, и в разных частях скважинами вскрываются разные их уровни; наличием в рифейском структурном ярусе многочисленных разрывных нарушений, снижающих информативность сейсморазведки. В связи с тем, что утвержденной схемы корреляции рифея не существует, при его расчленении используется такой термин, как толща. В рифейском разрезе выделяется 12 толщ (снизу-вверх) – зелендуконская, вэдрэшевская, мадринская, юрубченская, долгоктинская, куюмбинская, копчерская, юктенская, рассолкинская, вингольдинская, токурская, ирэмэкэнская. Средняя проходка по рифею составит 253 м, от 171 до 394 м. Рифейские отложения сложены в нижней части терригенными отложениями (зелендуконская и вэдрэшевская толщи) и перекрыты глинисто-карбонатными отложениями мадринской толщи. Над ними залегают отложения преимущественно карбонатного состава около 2500 м и глинисто-карбонатные пачки, толщина которых равна 100-200 м. Карбонатные пачки на 90-95 % состоят из доломитов и только на 10-5 % - из прослоев аргиллитов. В глинисто-карбонатных пачках прослой аргиллитов занимают 30-70 % общей толщины [3].

На рисунке 1.3 изображен сводный литолого-стратиграфический разрез Куюмбинского месторождения.

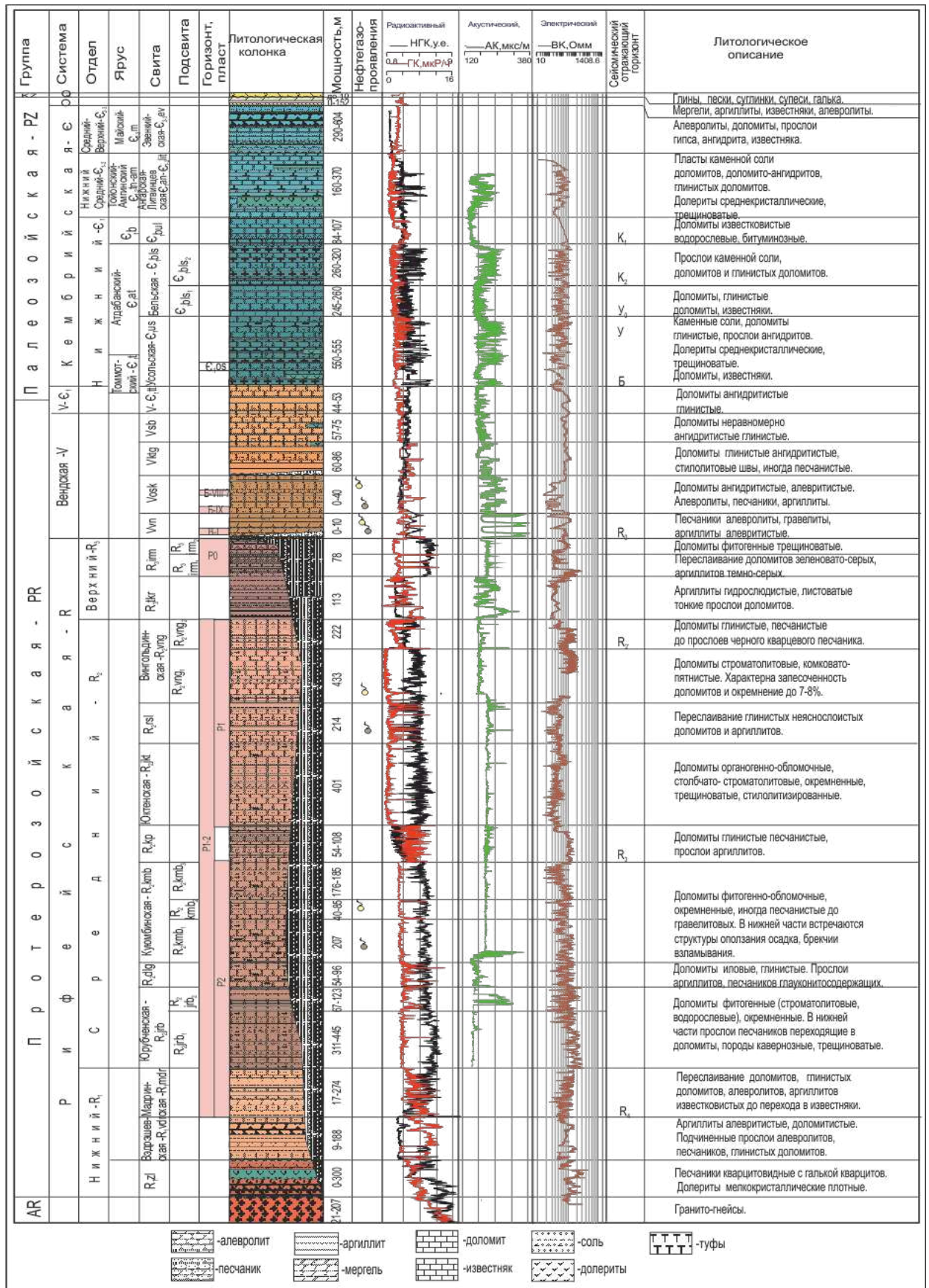


Рисунок 1.3 – Сводный литолого-стратиграфический разрез
Куюмбинского месторождения

Нижний рифей – R1:

Зелендуконская толща – R₁zl. Наиболее древними осадочными образованиями являются терригенные породы зелендуконской толщи. Они представлены песчаниками кварцевыми. Породы очень крепкие. Цвет пород розовато-красный, желтовато-серый, серый. По структуре они мелко- и среднезернистые, прослоями крупнозернистые, переходящие в гравелит. Вскрытая мощность отложений 38 м.

Вэдрэшевская толща – R₁vdr. Толща сложена слоями аргиллитов и алевролитов с преобладанием первых. Пласты песчаников и глинистых доломитов имеют подчиненное распространение. Аргиллиты прослоями алевролитистые, доломитистые. Алевролиты плотные, крепкие, глинистые, песчанистые. Доломиты – глинистые, песчанистые, тонкокристаллические. Песчаники плотные, мелко-среднезернистые. Максимальная вскрытая толщина вэдрэшевской толщи в скважине достигает 316 м. Вэдрэшевские глинистые отложения рассматриваются в качестве флюидоупора, подстилающего рифейские природные резервуары.

Мадринская толща – R₁mdr. Толща состоит из доломитов, глинистых доломитов, доломитовых мергелей, известняков, алевролитов и аргиллитов с неравномерным прослаиванием. Доломиты и известняки серые, зеленовато-серые, тонко- и мелкокристаллические, неравномерно глинистые, алевролитистые, иногда песчанистые. Алевролиты и аргиллиты темно-серые, и черные, неравномерно доломитистые, слюдистые, слоистые, тонкоплитчатые. Так же, как и для вэдрэшевской толщи, для мадринской характерен рост толщин в северо-восточном и восточном направлениях. Вскрытая толщина мадринской толщи достигает 396 м. Прослой коллекторов сосредоточены в нижней части толщи, верхняя часть толщи сложена преимущественно глинистыми породами и может рассматриваться как флюидоупор.

Средний рифей - R₂

Юрубченская толща - R₂jrb. Отложения толщи являются наиболее изученными в разрезе рифея на соседнем Юрубчено-Тохомском

месторождении, где она вскрыта большим количеством скважин и является продуктивной. На рассматриваемой территории юрубченская толща вскрыта в десяти скважинах. К ней отнесена пачка доломитов в различной степени окремненных, с тонкими прослоями аргиллитов. В разрезе толщи выделяют две подтолщи – нижнюю и верхнюю. В подошве верхней подтолщи залегает пласт аргиллитов красновато-коричневого цвета с пятнами и линзочками зеленовато-серых разностей. Отличие пород верхней подтолщи от пород нижней заключается в низких значениях глинистости и кремнистости. Толщина юрубченской толщи - 404 м.

Долгоктинская толща - R₂dl. Толща представлена чередующимися пластами доломитов, глинистых доломитов, доломитовых мергелей, аргиллитов. На Куюмбинской площади доломиты толщи местами песчанистые. Цвет пород разнообразный – от серого до красновато и зеленовато-серого. Толщина составляет 177 и 153 м.

Куюмбинская толща – R₂kmb. В разрезе толщи выделяются три подтолщи. В целом толща состоит в основном из фитогенно-обломочных и пластово-строматолитовых доломитов, которые представляют собой чередующиеся пачки светло-серого с розоватым и зеленоватым оттенками, серого и темно-серого цветов. В средней части толщи выделяются глинистые слои, хорошо прослеживающиеся на большой территории. Данные пласты используются в качестве границ при делении куюмбинской толщи на нижнюю, среднюю и верхнюю подтолщи. Ее толщина составляет 611 м [4].

Копчерская толща - R₂кр. Толща сложена аргиллитами с прослоями доломитов, глинистых доломитов. Породы темно-серые до черных, прослоями зеленовато-серые, красновато-коричневые. Доломиты мелко- и тонкокристаллические, в основном, слабоволнисто- и линзовиднопрерывистослоистые. Вся вскрытая мощность рифея – 225 м. На большей части рассматриваемой территории данная толща может рассматриваться как флюидоупор.

Юктенская толща - R₂jkt. Толща сложена преимущественно органогенными и органогенно-обломочными доломитами с подчиненными прослоями брекчиевых и хемогенных разностей. В низах толщи иногда доломиты песчанистые до песчаников. Цвет пород, преимущественно, серый, реже розовато-серый. Среди органогенных разностей преобладают пластово- и столбчатостроматолитовые доломиты мелко- и тонкокристаллической структуры. Максимальная ее вскрытая толщина - 246 м.

Рассолкинская толща – R₂rsl. Толща состоит из неравномерно переслаивающихся глинистых доломитов, доломитов и аргиллитов. Доломиты серые, микро- и тонкокристаллической структуры. Также по разрезу встречаются стилолитовые швы, выполненные глинистым материалом. Аргиллиты красновато-коричневые, зеленовато-серые, слоистые. Толщина составляет 184 м.

Вингольдинская толща R₂vng. Вингольдинская толща сложена доломитами, в различной степени окремненными, глинистыми, песчанистыми до прослоев черного кварцевого крупнозернистого песчаника и песчанистого алевролита. Данная толща делится еще на две подтолщи. Доломиты верхней подтолщи отличаются от доломитов нижней более темным цветом и повышенными показаниями ГК за счет повышенного содержания калия и тория, что связано с опесчаниванием разреза. Толщина составляет 606 м.

Верхний рифей - R₃:

Токурская толща - R₃tk. Толща представлена преимущественно зелеными аргиллитами с редкими красноцветными прослоями. Довольно часты прослои зелено-серых и зеленых доломитов (0,4-0,5 м) или чередования доломитов и аргиллитов. Толща развита только в прогибах, расположенных на юго-востоке Куюмбинского участка. Толщина отложений составляет 106 м.

Ирэмээнская толща - R₃irm. По своему строению делится на две подтолщи. Верхняя часть толщи размыта. Нижняя подтолща представлена переслаивающимися доломитами, глинистыми доломитами и аргиллитами. Доломиты пестроцветные, строматолитовые, тонко- и мелкокристаллические,

слоистые, со стилолитовыми швами, иногда брекчиевидные, песчанистые до песчаников. Аргиллиты темно-серые и темно-коричневые, тонкоплитчатые. Верхняя подтолща сложена, преимущественно, чистыми доломитами с редкими прослоями аргиллитов. Толщина ирэмэкэнской толщи составляет 192 м [4].

В таблице 1.1 представлен сводный график вещественного состава литолого-стратиграфических горизонтов.

Таблица 1.1 – Вещественный состав горизонтов

Горизонт	Толща	Кол-во образцов	Доломит, %	Ангидрит, %	Глина, %	Кварц, %	Кальцит, %	ПШ, %
P ₀	Ирэмэкэнская нижняя	5	55.6	7.6	0.0	26.8	0.4	8.5
	Токурская	24	51.8	0.6	8.7	26.0	3.9	8.6
P ₁	Вингольдинская верхняя	108	90.1	0.0	2.6	6.3	0.1	1.0
	Вингольдинская нижняя	11	77.1	0.0	0.0	0.8	0.5	11.6
	Рассолкинская	35	69.3	0.0	12.7	10.1	0.3	6.1
	Юктенская	14	71.6	0.1	0.0	17.1	1.0	3.8
P ₂	Куюмбинская верхняя	33	90.7	0.0	0.0	9.3	0.0	0.0
	Куюмбинская средняя	15	80.2	0.0	5.1	14.1	0.0	0.5
	Куюмбинская нижняя	15	86.4	0.0	0.5	11.5	0.0	1.5
	Долготинская	28	89.0	0.0	0.0	7.1	2.8	1.1
	Мадринская	77	28.0	0.3	16.2	20.6	32.5	1.3
	Вэдрэшевская	19	0.5	0.0	66.7	19.1	0.2	0.9

На основе данной таблицы можно сделать вывод, что коллектор представлен доломитом, соответственно его карбонатность будет равна 90-100 %, а глинистость, наоборот, около 0.

На рисунке 1.4 изображена геологическая карта (схема) предвендской эрозионной поверхности.

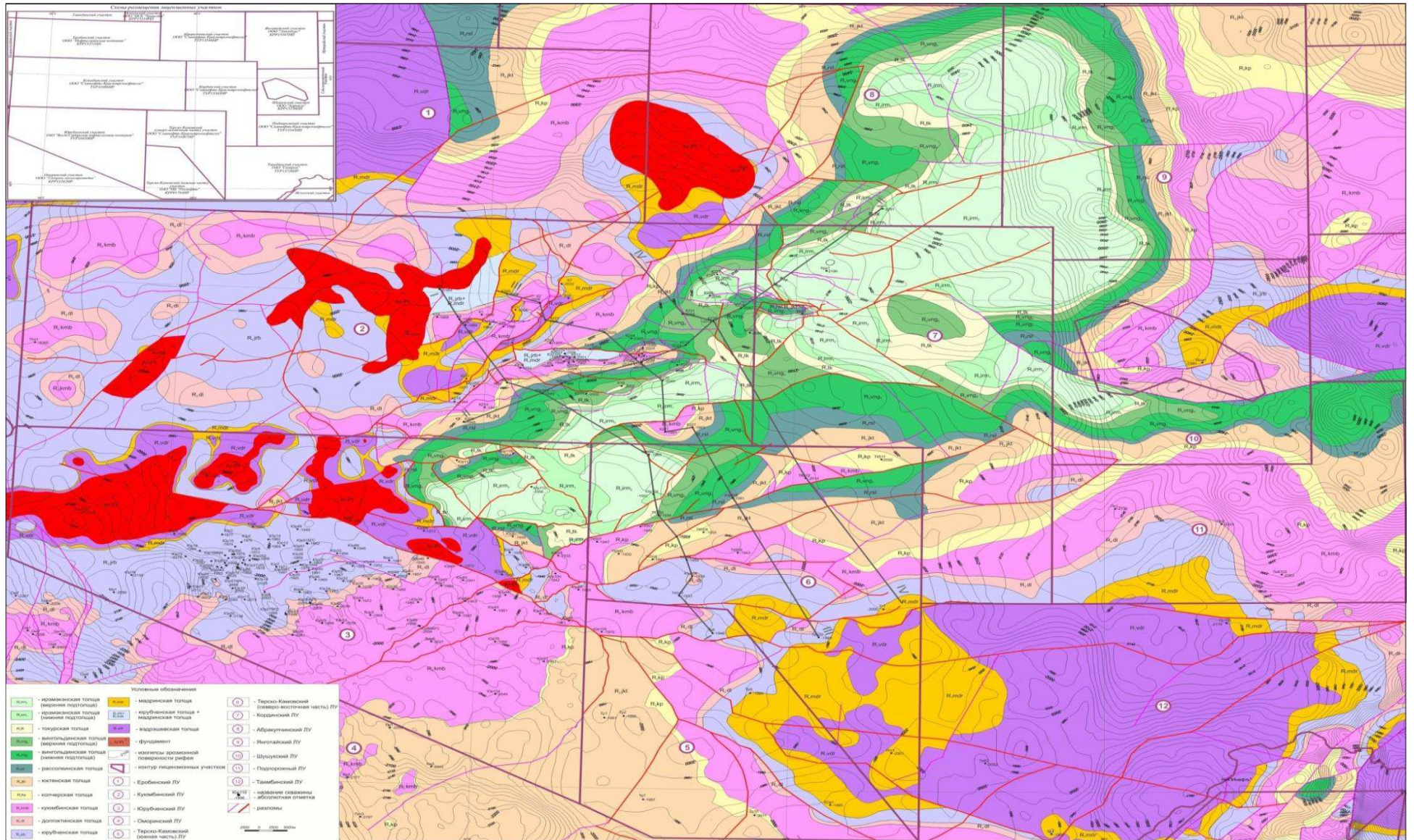


Рисунок 1.4 – Геологическая карта (схема) предвендской эрозивной поверхности

1.2.2 Характеристика залежей

Куюмбинское месторождение включает одну газоконденсатную залежь, девять нефтяных и девять нефтегазоконденсатных залежей.

Залежь 1. Данная залежь является газоконденсатной, пластовой, стратиграфической, тектонически-экранированной. Выделяется в пределах тектонического блока I в породах мадринской толщи (горизонт $P_{2\text{mdr}}$) рифейских отложений. С запада и востока залежь ограничена разломами, закартированными по отражающему горизонту R_4 . На юге и севере контролируется принятым положением газоводяного контакта. Вскрыта на глубине - 2006 м (а.о.). Размер залежи 10×5 км.

Группа залежей 2. Группа локализована в двух тектонических блоках, блок V и блок I, связана с карбонатными отложениями, залегающими выше вэдрэшэвской толщи (горизонт P_2). Выделяются две залежи.

Залежь 2.1. Залежь является нефтегазоконденсатной, массивной, стратиграфической, дизъюнктивно-экранированной. Со всех сторон ограничена разломами, откартированными по данным сейсморазведки. Залежь вскрыта в интервале глубин от - 1968 до - 1989 м. Размер залежи 27×10 км.

Залежь 2.2. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная. С севера, запада и востока залежь ограничена разломами. С юга и юго-запада ограничена выходами мадринских аргиллитов. Залежь вскрыта на глубине - 2006 м и - 1987,5 м (а.о.) соответственно. Размер залежи 34×9 км.

Группа залежей 3. Залежи данной группы относятся к карбонатным рифейским отложениям, которые залегают выше вэдрэшэвской толщи, в пределах тектонических блоков II и III, приурочены к горизонтам P_0 , P_1 и P_2 . Группа включает в себя 10 залежей.

Залежь 3.1. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфическая, тектонически-экранированная (горизонт P_2). На юге и северо-западе ограничена тектоническими нарушениями, с юго-запада

ограничена выходами мадринской толщи, с юго-востока – копчёрской толщи; вскрыта на глубине - 1997 м (а.о.). Размер залежи 52×8,5 км. Северо-восточная часть залежи территориально находится на Абракупчинском ЛУ.

Залежь 3.2. Залежь нефтяная массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). В плане имеет сложную форму, с юга ограничена разломом, с северо-запада ограничена выходами копчёрской свиты, с востока и юго-востока частично ограничена разломом, частично – выходами токурской свиты. Вскрыта в интервале глубин от - 2000 м до - 2075 м (а.о.). Размер залежи 50×17 км. Северо-восточная часть залежи территориально находится на Кординском и Абракупчинском ЛУ.

Залежь 3.3. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_2). С запада и северо-востока ограничена тектоническими нарушениями, с юга-востока ограничена выходами копчёрской толщи, с северо-запада – выходами мадринской толщи. Залежь вскрыта в интервале от - 1944 м до – 1971 м (а.о.). Размер залежи 30×7,5 км.

Залежь 3.4. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_2). С северной и западной сторон залежь ограничена тектоническими нарушениями, с юга и востока ограничена выходами копчёрской толщи. Залежь вскрыта в интервале глубин от - 1981 м до - 2016 м (а.о.). Размер залежи 30×7 км.

Залежь 3.5. Залежь нефтяная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). С севера и юга залежь ограничена тектоническими нарушениями, с запада – выходами копчёрской толщи, с востока – аргиллитами токурской свиты. Вскрыта в интервале глубин от - 1945 до - 2002 м (а.о.). Размер залежи 34×15 км.

Залежь 3.6. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно- экранированная (горизонт P_1). С севера и юга залежь ограничена разломами, с северо-запада – выходами копчёрской толщи, с

юго-востока – токурской толщи. Вскрыта в интервале глубин от - 1980,5 до - 2017 м (а.о.). Размер залежи 19×4 км.

Залежь 3.7. Залежь нефтяная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). С севера и юга залежь ограничена разломами, с северо-запада – выходами копчёрской толщи, с востока и юго-востока – токурской толщи. Вскрыта на глубине -2015 – - 2023 м (а.о.) соответственно. Залежь считается нефтяной без газовой шапки.

Залежь 3.8. Залежь нефтяная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). С севера и запада залежь ограничена разломами, с юга и востока – выходами токурской толщи. Вскрыта на глубине - 2015 м (а.о.). Размер залежи 25×5 км. Восточная часть залежи территориально находится на Кординском ЛУ.

Залежь 3.9. Залежь нефтяная, локализована в породах ирэмэкэнской толщи, стратиграфически-дизъюнктивно- экранированная (горизонт P_0). С трех сторон ограничена выходами токурской толщи, с востока – разломом. Вскрыта на глубине - 2096 м (а.о.). Размер залежи 15×7,5 км. Восточная часть залежи территориально находится на Кординском ЛУ.

Залежь 4. Залежь нефтяная, локализована в породах ирэмэкэнской толщи, стратиграфически-дизъюнктивно- экранированная (горизонт P_0). С запада и севера залежь ограничена выходами токурской толщи, с юга и юго-востока – разломами. Размеры залежи – 5×6,7 км.

Залежь 5. Залежь нефтяная, локализована в породах ирэмэкэнской толщи, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_0). С запада залежь ограничена выходами токурской толщи, с юга, юго-востока и востока – разломами и контролируется положениями межфлюидных контактов. Размеры залежи – 20,5×18,5 км.

Залежь 6. Залежь нефтяная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). С севера и запада залежь ограничена разломами, с юга и востока – выходами токурской толщи. Размер залежи 8,8×2,5 км. Вся залежь территориально находится на Кординском ЛУ.

Залежь 7. Залежь нефтегазовая, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). Размер залежи $6,5 \times 2,5$ км. Получен приток газа и конденсата.

Группа залежей 8. Группа включает 2 залежи. Залежи приурочены к карбонатным рифейским отложениям нефтеносных горизонтов: P_1 и P_2 .

Залежь 8.1. Залежь нефтяная, массивная по контакту, локализована в породах куюмбинской толщи, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_2). С трех сторон залежь ограничена выходами копчёрской толщи, с севера – разломом. Вскрыта на глубине 2026 м (а.о.). Размер залежи 16×11 км.

Залежь 8.2. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная по контакту, стратиграфически-дизъюнктивно-экранированная (горизонт P_1). С трех сторон залежь ограничена разломами, с севера – породами копчёрской толщи, с юго-запада – породами токурской толщи. Вскрыта на глубине - 1994 м (а.о.). Размер залежи 19×10 км. Вдоль восточного края залежи проходит граница между Куюмбинским и Терско-Камовским ЛУ.

Коллектор всех залежей представлен трещиноватыми карбонатными породами, преимущественно доломитами.

На рисунке 1.5 изображена структурная карта по рифейскому отражающему горизонту R_4 .

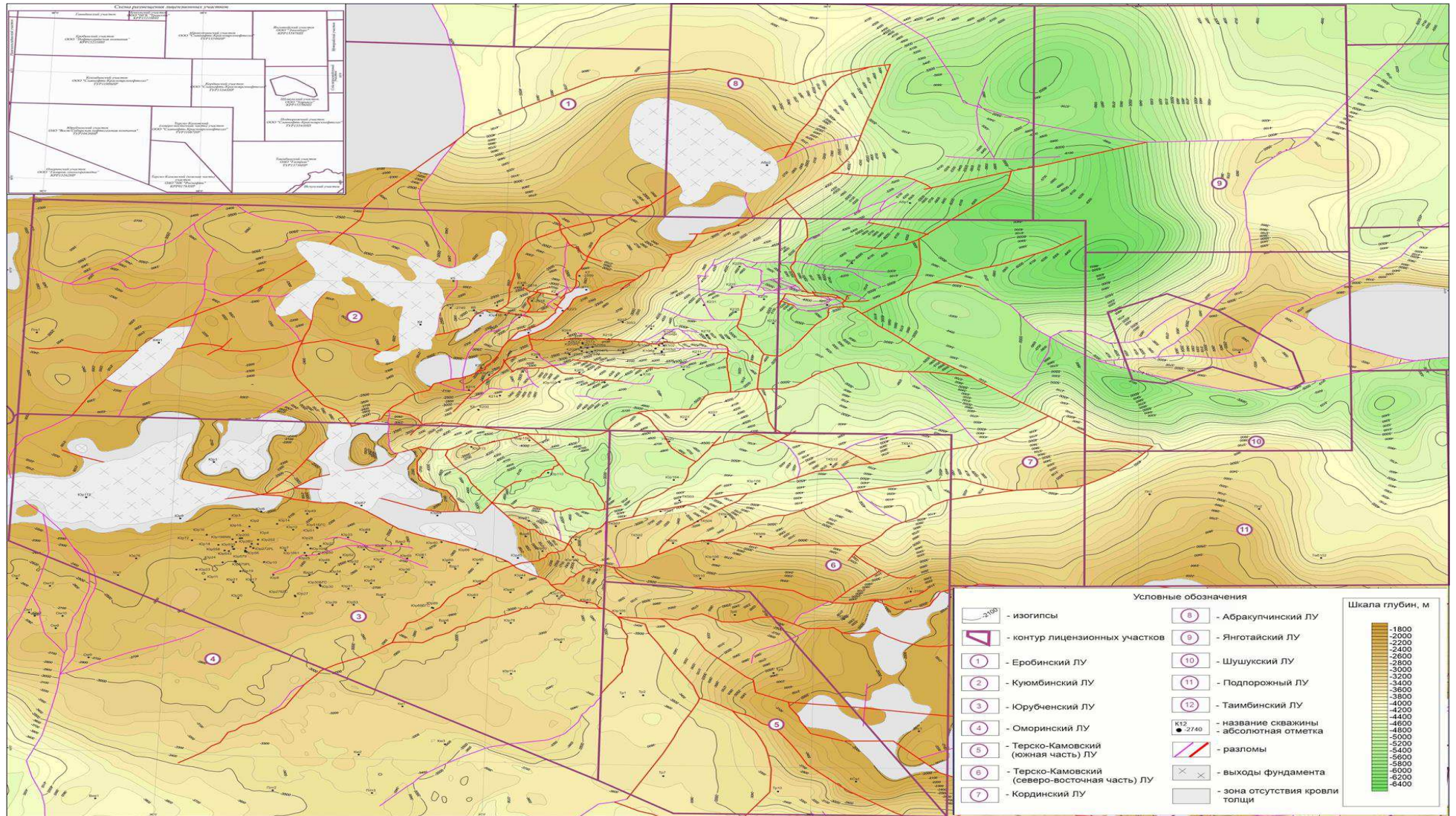


Рисунок 1.5 – Структурная карта по рифейскому отражающему горизонту R4 (кровля вздрэшевской толщи)

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Породы рифейского комплекса являются коллекторами сложного типа, поскольку имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трёхкомпонентную структуру пустотного пространства (макро- и микротрещины, макро- и микрокаверны, матрица) [5].

Проницаемость обеспечивается макроскопическими трещинами, которые являются также дополнительным резервуарным пространством, доля его в эффективной ёмкости породы может достигать и 100 %, хотя в среднем составляет 15 – 30 %.

По всему разрезу присутствуют микротрещины, имеющие в основном хаотическую или горизонтальную ориентировку.

Матрица практически непроницаема и её пористость находится в диапазоне 0.35 – 1.5 %.

Обычно, для решения задачи выделения коллекторов используются прямые качественные и косвенные критерии.

Для пород каверно-трещинного типа к качественным признакам относятся: выделенные интервалы трещиноватости по акустическим и электрическим сканерам, механический каротаж по скорости проходки, данные по интенсивности поглощений бурового раствора, а также затухания по акустическому каротажу.

Косвенные признаки позволяют охарактеризовать породы, которые могут принадлежать к коллекторам по своим ёмкостным свойствам и чистоте минерального скелета. Эти признаки включают в себя низкую естественную радиоактивность коллекторов по данным гамма-каротажа (ГК).

В качестве основного критерия для определения эффективных толщин в разрезе рассматриваемых скважин использовалось граничное значение коэффициента глинистости изучаемых отложений.

Вещественный состав горизонтов соответствует данным по керну.

Соответственно глинистость и карбонатность пород коллекторов аналогична данным по керну: карбонатность 90-100 %, глинистость 0-12 %.

Величина эффективной емкости рассчитывается как разница между общей и матричной пустотностью пород-коллекторов по формуле (1.1):

$$K_{п.эф} = K_{п.об} - K_{п.м} \quad (1.1)$$

где $K_{п.об}$ - общая емкость по комплексу методов ГИС;

$K_{п.м}$ – матричная емкость по керну.

Таким образом, для расчёта эффективной (трещинной и трещинно-каверновой) емкости используются следующие уравнения:

Для чисто карбонатных толщ (юрубченская, куюмбинская, юктенская, нижневингольдинская) $K_{п.эф}$ рассчитывается по формуле (1.2):

$$K_{п.эф} = K_{п.об} - 0.8\% \quad (1.2)$$

где $K_{п.об}$ - общая емкость по комплексу методов ГИС;

Для толщ преимущественно карбонатных (долгоктинская, мадринская, ирэмэкэнская, рассолкинская) $K_{п.эф}$ рассчитывается по формуле (1.3):

$$K_{п.эф} = K_{п.об} - 1.2\% \quad (1.3)$$

где $K_{п.об}$ - общая емкость по комплексу методов ГИС;

Оценка характера насыщенности коллекторов по данным ГИС не проводилась. Положение межфлюидалльных контактов обосновано по геологическим данным с учётом имеющихся результатов испытаний скважин.

В таблице 1.2 приведены основные физико-гидродинамические параметры по четырем залежам.

Таблица 1.2 – Физико-гидродинамические данные продуктивных пластов

№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты			
			залежь 2.1	залежь 1	залежь 3.1	залежь 3.2
1	Коэффициент пористости	доли ед.	0,015	0,014	0,014	0,014
2	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,9	0	0,9	0,9
3	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,11	0	0,61	0,09
4	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	0,9	0,9	0,9	0,9
5	Проницаемость	мкм ²	0,0025	0,0025	0,0484	0,0539
6	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	0,778	0,779	0,775	
7	Сжимаемость	1/МПа·10 ⁻⁴				
8	нефти		14,7		14,7	14,7
9	воды		0,046	0,046	0,046	0,046
10	породы		0,036	0,036	0,036	0,036
11	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,667	0,667	0,667	0,667

1.4 Физико-химические свойства нефти, конденсата, газа и пластовой воды

Основные физико-химические свойства поверхностных проб, а также качественные характеристики товарных нефтей были определены согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Если были получены фонтанирующие притоки, пробы отбирали из газосепараторов или мерной емкости, а если непереливающие притоки – желонкой с уровня или при промывке. Анализировались пробы нефти и газа после стандартной сепарации глубинных проб.

Группа залежей 1. Нефть особо легкая, плотность в среднем равна 0,830 г/см³, маловязкая, динамическая вязкость при 20 °С в среднем составляет – 8,8 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,12 % и по количеству нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 1,01 %.

Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 150 °С составляет 8,9 %, до 200 °С – 20,67 % до 250 °С составляет 34,67 %, до 300 °С – 49,42 %. Температура начала кипения нефти составляет 100,5 °С.

Нефти по содержанию смол относятся к малосмолистому типу, количество смолистых компонентов равно 4,22 %. Концентрация асфальтенов составляет 0,14 %. Температура застывания нефтей равна – 34,3 °С.

Растворенный в нефти газ состоит из метана (в среднем 74,65 %), этана (в среднем 10,34 %), пропана (в среднем 6,1 %), изобутана (в среднем 1,04 %), нормального бутана (в среднем 2,58 %). Растворенный газ содержит в среднем 0,01 % углекислого газа, 3,31 % азота. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,938 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,779).

Содержание метана в свободном газе составляет 76,89-81,58 %, в среднем 79,81 %. В среднем газ содержит 7,75 % этана, 2,36 % пропана, 0,29 % изобутана, 0,59 % нормального бутана, 0,14 % изопентана, 0,19 % нормального пентана, 0,63 % гексана+высших УВ, 8,1 % азота, 0,05 % углекислого газа.

Плотность конденсата составляет 0,674-0,704 г/см³, в среднем 0,689 г/см³, динамическую вязкость 0,41-0,5 мПа, в среднем 0,47 мПа. Содержание серы 0,015-0,06 %, в среднем 0,04 %, парафина 0,01-0,14 %, в среднем 0,05 %, температура начала кипения 34,7 °С.

Группа залежей 2. Нефть особо легкая, плотность в среднем равна 0,822 г/см³, маловязкая, динамическая вязкость при 20 °С в среднем составляет – 6,4 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,127 % и по количеству нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 0,9 %. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 100 °С составляет 5,75 %, до 150 °С – 13,06 %, до 200 °С – 24,63 % до 250 °С составляет 37,52 %, до 300 °С – 51,90 %. Температура начала кипения нефти составляет 66,7 °С. Нефти по содержанию смол относятся к малосмолистому типу, количество смолистых компонентов равно 3,83 %. Концентрация асфальтенов в нефтях низкая и

составляет 0,17 %. Температура застывания нефтей равна – 31,7 °С.

Растворенный в нефти газ состоит из метана (в среднем 76,26 %), этана (в среднем 9,75 %), пропана (в среднем 4,31 %), изобутана (в среднем 0,94 %), нормального бутана (в среднем 1,86 %). Растворенный газ содержит в среднем 0,18 % гелия, 0,26 % углекислого газа, 4,66 % азота. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,906 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,737).

Содержание метана составляет 67,41-83,8 %, в среднем 76,97 %. В среднем газ содержит 8,77 % этана, 3,17 % пропана, 0,41 % изо-бутана, 0,73 % нормального бутана, 0,18 % изо-пентана, 0,19 % нормального пентана, 0,45 % гексана + высших УВ, 8,42 % азота, 0,57 % углекислого газа.

Плотность конденсата составляет 0,664-0,740 г/см³, в среднем 0,716 г/см³, динамическая вязкость 0,39-1,13 мПа, в среднем 0,65 мПа·с. Содержание серы 0,012-0,1 %, в среднем 0,044 %, парафина 0,05-0,8 %, в среднем 0,34 %, температура начала кипения 38,2 °С.

Группа залежей 3. Нефть особо легкая, плотность в среднем равна 0,827 г/см³, маловязкая, динамическая вязкость при 20 °С в среднем составляет – 7,69 мПа·с. Содержание серы в нефтях составляет 0,16 % и по количеству нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 1,94 %. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 150 °С составляет 13,8 %, до 200 °С – 25,1 % до 250 °С составляет 36,17 %, до 300 °С – 47 %. Температура начала кипения нефти составляет 77,06 °С.

Нефти по содержанию смол относятся к смолистому типу, количество смолистых компонентов равно 5,44 %. Концентрация асфальтенов в нефти данного участка низкая и составляет 0,25 %. Температура застывания нефтей равна – 41,8 °С.

Растворенный в нефти газ состоит из метана (в среднем 76,55 %), этана (в среднем 8,35 %), пропана (в среднем 4,7 %), изобутана (в среднем 1,34 %), нормального бутана (в среднем 2,63 %). Растворенный газ содержит в среднем

0,19 % углекислого газа, 3,33 % азота. Плотность газа в стандартных условиях составляет 0,944 кг/м³ (относительная по воздуху – 0,784).

Минерализация пластовой воды на Куюмбинском месторождении составила 250-380 г/л. Основу составляют хлориды натрия, кальция, магния. Воды в большинстве случаев представляют собой рассолы, характеризующиеся высоким содержанием железа (0,5–3 %), кремния (до 0,008 %), бора (до 0,015 %), лития (до 0,01 %), марганца (до 0,005 %), меди (до 0,005 %), наличием следов свинца, цинка, молибдена, олова, хрома, ванадия и др. [6]

На Куюмбинской площади отобраны 3 глубинные пробы воды. При исследовании интервала 2502-2510 м отобрана одна глубинная проба воды с пленкой нефти. Две глубинные пробы воды отобраны при исследовании интервала 2535-2547 м. В стандартных условиях плотность составила 1,192 г/см³, газосодержание 0,12-0,59 м³/т, объемный коэффициент 1,009-1,012.

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

Впервые на Куюмбинском месторождении был получен промышленный приток газа в размере 71 тыс. м³/сут. в 1972 году. Подсчет запасов нефти, газа и конденсата выполнен в 1997 году. По величине извлекаемых запасов Куюмбинское месторождение относится к категории уникальных месторождений.

На 01 января 2020 года начальные извлекаемые запасы нефти по категориям АВ₁+В₂ составляют 486,0 млн тонн (в том числе АВ₁ – 195,0 млн тонн, В₂ – 291,0 млн тонн). Начальные извлекаемые запасы нефти Терско-Камовского лицензионного участка недр составляют 180 млн т. Начальные извлекаемые запасы по категориям С₁+С₂ Куюмбинского и Терско-Камовского (северо-восточный участок) лицензионных блоков составляли около 131,6 млн тонн [7].

Извлекаемые углеводороды находятся на глубине 2,2-2,5 км, преимущественно в трещинах, пустотах и кавернах доломитов. Газовая залежь

расположена в западной части месторождения на глубине 2,2 км. Неравномерность залегания связана с резко неоднородным строением нефтегазонасного резервуара. В настоящее время запасы газа оцениваются в более 2 трлн м³ [8].

Подсчет геологических запасов нефти произведен объемным методом по формуле (1.4):

$$Q_n = F_n \cdot h_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \rho_n \cdot \theta \quad (1.4)$$

где Q_n – балансовые (геологические) запасы нефти, тыс. т;

F_n – площадь нефтеносности, тыс. м²;

h_n – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

ρ_n – плотность нефти, г/см³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при переводе ее из пластовых условий в стандартные, доли ед.

Запасы растворенного газа определялись умножением запасов нефти по залежам на газовый фактор, его значение сильно варьируется по залежам.

По категориям распределение запасов нефти и газа выполнено с учетом достигнутой степени изученности продуктивных пластов. Категория C_1 выделена на участках залежей, охарактеризованных данными опробования с получением промышленных притоков нефти. Там, где нефтенасыщение установлено только по данным ГИС, запасы отнесены к категории C_2 .

Запасы свободного газа и конденсата подсчитаны объемным методом по формуле (1.5):

$$Q_{го} = V \cdot m \cdot K_r \cdot \frac{P_n}{Z_n} \cdot \frac{Z_{ст}}{P_{ат}} \cdot \frac{T_{ст}}{T_{пл}} \quad (1.5)$$

где V – геометрический объем газосыщенного пласта, ($V = F_{\Gamma} \cdot h_{\Gamma}$, F_{Γ} – площадь газоносности)

h_{Γ} – средневзвешенная газонасыщенная толщина;

m – средневзвешенная по объему газовой залежи пористость (коэффициент открытой пористости);

$P_{\text{н}}$ – начальное пластовое давление;

$P_{\text{ат}}$ – атмосферное давление, $P_{\text{ат}} = 0,1$ МПа;

$Z_{\text{н}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении $P_{\text{н}}$ и пластовой температуре;

$Z_{\text{ст}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях;

$T_{\text{ст}}$ – стандартная температура, $T_{\text{ст}} = 298$ К;

$T_{\text{пл}}$ – пластовая температура;

K_{Γ} – коэффициент газонасыщенности порового пространства.

Запасы конденсата находили из запасов газа, умножая на коэффициент извлечения конденсата, в среднем он равен 0.57.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза на данном месторождении

Основной осложняющий фактор геологического строения на Куюмбинском месторождении – это характер коллектора. Коллектор представлен карбонатными породами, преимущественно доломитами, каверно-трещинного типа. Данный коллектор имеет отличную проницаемость, но на практике в интервалах, где имеется большое количество трещин, притоков не было. Соответственно нет никакой зависимости продуктивности интервала от густоты трещин [9].

Также существует проблема климатического характера – это ММП. Данные породы доходят до 3 м в глубину, что вызывает дополнительные трудности и соответственно дополнительные расходы во время бурения.

Месторождение является нефтегазоконденсатным, поэтому практически во всех залежах присутствует газовая шапка. Так как газ более подвижен чем нефть, то при неправильных темпах отбора может происходить его подтягивание к забою, тем самым дебит по нефти начнет падать и чем дальше, тем сильнее.

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки месторождения

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1973 году, а промышленные притоки были получены спустя 4 года – в 1977 году.

По состоянию на 01.01.2021 Куюмбинский ЛУ находится в активной разработке, скважины эксплуатируются фонтанным и механизированным способом ЭЦН. Проектом Генеральной схемы Куюмбинского месторождения принято 49 кустов нефтедобывающих скважин [10].

Процесс разработки месторождения можно охарактеризовать следующими технологическим показателям: годовая и накопленная добыча нефти, жидкости, газоконденсата; обводненность добываемой продукции; отбор нефти от извлекаемых запасов; фонд добывающих скважин; темпы отбора нефти; дебиты скважин по нефти и жидкости.

Методика расчета основных технологических показателей разработки месторождения представлена ниже [11].

1. Годовой темп отбора нефти $t_{\text{низ}}$ – отношение годовой добычи нефти (q_t) к начальным извлекаемым запасам нефти ($Q_{\text{низ}}$):

$$t_{\text{низ}} = q_t / Q_{\text{низ}} \quad (2.1)$$

2. Годовой темп отбора нефти $t_{\text{онз}}$ от остаточных (текущих) извлекаемых запасов – отношение годовой добычи нефти (q_t) к остаточным извлекаемым

запасам ($Q_{\text{оиз}}$):

$$t_{\text{оиз}} = q_t / Q_{\text{оиз}} \quad (2.2)$$

3. Добыча нефти с начала разработки (накопленный отбор нефти) $Q_{\text{нак}}$ – сумма годовых отборов нефти на текущий год.

$$Q_{\text{нак}} = q_{t1} + q_{t2} + q_{t3} + \dots + q_{tn-1} + q_{tn} \quad (2.3)$$

4. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов – отношение накопленного отбора нефти $Q_{\text{нак}}$ к $Q_{\text{низ}}$:

$$C_Q = Q_{\text{нак}} / Q_{\text{низ}} \quad (2.4)$$

5. Добыча жидкости с начала разработки ($Q_{\text{ж}}$) – сумма годовых отборов жидкости на текущий год.

$$Q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}1} + q_{\text{ж}2} + q_{\text{ж}3} + \dots + q_{\text{ж}n-1} + q_{\text{ж}n} \quad (2.5)$$

6. Среднегодовая обводнённость продукции скважин (W) – отношение годовой добычи воды ($q_{\text{в}}$) к годовой добыче жидкости ($q_{\text{ж}}$):

$$W = q_{\text{в}} / q_{\text{ж}} \quad (2.6)$$

7. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по нефти – отношение годовой добычи нефти ($q_{\text{г}}$) к среднегодовому количеству добывающих скважин ($n_{\text{доб}}$) и количеству дней в году ($T_{\text{г}}$), с учётом коэффициента эксплуатации добывающих скважин ($K_{\text{э,д}}$):

$$q_{\text{скв.д}} = q_t / n_{\text{доб}} \cdot T_{\text{г}} \cdot K_{\text{э,д}}, \quad (2.7)$$

где $K_{э,д}$ принят равным 0,98.

8. Среднегодовой дебит одной добывающей скважины по жидкости – отношение годовой добычи жидкости ($q_{ж}$) к $n_{доб}$ и ($T_{г}$), с учётом $K_{э,д}$:

$$q_{скв.ж} = q_{ж}/n_{доб} \cdot T_{г} \cdot K_{э,д}, \quad (2.8)$$

Динамика основных технологических показателей разработки представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технологические показатели разработки Куумбинского ЛУ

Показатели	2016	2017	2018	2019
Добыча нефти, тыс. т	70,34	238,7	455,7	978
Добыча газоконденсата, тыс. т	1,78	8,96	15,432	6,355
Действующий фонд добывающих скважин, шт	27	53	72	105
Фонд добывающих скважин, шт	32	61	78	128
Годовой темп отбора нефти	$2,22 \cdot 10^{-7}$	$7,53 \cdot 10^{-7}$	$14,38 \cdot 10^{-7}$	$30,85 \cdot 10^{-7}$
Годовой темп отбора нефти от остаточных извлекаемых запасов нефти	$1,41 \cdot 10^{-7}$	$4,77 \cdot 10^{-7}$	$9,11 \cdot 10^{-7}$	$19,56 \cdot 10^{-7}$
Среднегодовая обводненность (весовая), %	6,67	8,00	9,40	10,22
Добыча жидкости всего, тыс.т.	75,03	257,8	498,54	1078
Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут.	7,28	12,59	17,69	26,04
Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут.	7,77	13,6	19,36	28,70
Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	0,0000748	0,000174	0,000343	0,000631
Добыча жидкости с начала разработки, тыс т.	275,03	605	1103,54	2181,54
Добыча нефти с начала разработки, т.т.	237	551	1087	2000

По результатам технологических показателей были построены графики зависимости добычи нефти, действующего фонда добывающих скважин, дебита нефти и жидкости от года разработки, изображенные на рисунках 2.1. –

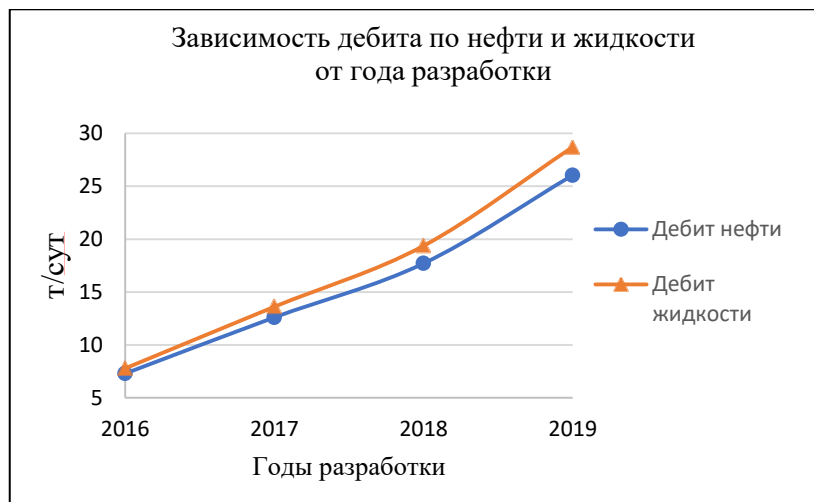
2.3.



Рисунок 2.1 – Зависимость добычи нефти от года разработки



Рисунок 2.2 – Зависимость добывающего фонда скважин от года разработки



2.2 Анализ технологических показателей разработки месторождения

Технологические показатели Куюмбинского ЛУ рассчитаны в период с 2016 по 2019 гг. За 4 года разработки, как видно из таблицы 2.1 и из графика зависимости добычи нефти от года разработки (рисунок 2.1), добыча нефти растет и, как следствие, растет среднесуточный дебит по нефти. Это объясняется тем, что месторождение с начала 2017 года введено в промышленную разработку.

Добывающий фонд скважин так же увеличивается, потому что месторождение находится на первой стадии разработки, которая характеризуется интенсивным бурением основного эксплуатационного фонда скважин. Отсутствие нагнетательных скважин объясняется тем, что на Куюмбинском месторождении коллектор представлен карбонатными породами каверно-трещинного типа, поэтому при закачке воды в пласт будет наблюдаться быстрое обводнение в связи с движением воды по наиболее проницаемым участкам в трещиноватых зонах.

Добыча жидкости, начиная с 2016 года, растет вследствие увеличения числа скважин, переведенных в механизированный фонд. На данный момент на Куюмбинском месторождении обводненность продукции составляет 10-15 %.

Куюмбинский ЛУ является крупным и перспективным проектом компании ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз». На месторождении продолжается строительство объектов обустройства и вспомогательной инфраструктуры.

В планах компании стоит ежегодное наращивание объема добычи и достижение максимального значения в 10,8 млн. тонн нефти к 2029 г [12].

3 Специальная часть

Одной из главных проблем в условиях Куюмбинского ЛУ является такое осложнение, как гидратообразование. Данная проблема является одной из важнейших при эксплуатации скважин, так как при возникновении гидратной пробки скважина теряет свой расчетный дебит.

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения из молекул воды и основных компонентов природного газа (метан, этан, пропан, углекислый газ и др.), напоминающие по своему виду снежные отложения или лед.

Процесс образования гидратов происходит во время отбора газа из пласта. Данный процесс сопровождается определенными термобарическими условиями воды и газа (такое сочетание как низкая температура и высокое давление благоприятствует гидратообразованию). В пластовых условиях на Куюмбинском месторождении давление составляет 22,5 – 27 МПа, а температура около +27 °С, поэтому, отлагаясь на внутренних стенках труб при таких условиях, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и как следствие происходит уменьшение объема добываемой продукции [13].

3.1 Обоснование причин гидратоотложения в стволе скважины

Гидратообразование при добыче нефти, газа и газового конденсата происходит либо в призабойной зоне скважины, либо в самом стволе скважины.

В призабойной зоне скважины гидраты образуются из-за наличия свободной воды и влажного фильтрующего газа во время эксплуатации пласта в связи со снижением давления и температуры в призабойной зоне. Образовавшиеся гидраты закупоривают поры в коллекторе, вследствие этого происходит снижение проницаемости пласта, и даже прекращение фильтрации газа к скважине.

Гидратообразование в стволе скважины происходит при снижении температуры во время движения газа от забоя к устью ниже температуры

образования гидратов, из-за чего гидрат отлагается на стенках скважины и уменьшает тем самым поперечное сечение и как следствие происходит снижение дебита.

Что касается Куюмбинского месторождения, гидратообразование происходит в стволе скважины в 800 метрах от устья.

3.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием в нефтегазодобывающей промышленности

Все методы предупреждения гидратообразования и борьбы с уже образовавшимися гидратами можно поделить на три большие группы [14]:



Чтобы обеспечить бесперебойную работу оборудования и регулярный процесс добычи углеводородов, на месторождениях с многолетними мёрзлыми породами и, следовательно, низкими пластовыми температурами необходимо отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования.

3.3 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на Куюмбинском месторождении

Основными методами, направленными на предупреждение и борьбу с гидратами в условиях Куюмбинского ЛУ являются:

а) установка определенного технологического режима эксплуатации скважины. Данный метод заключается в недопущении возникновения термобарических условий образования гидратов путем контроля технологического процесса, однако чаще всего соблюдение данного вида режима невозможно, например, когда гидраты образуются во время освоения и вызова притока скважины;

б) продувка в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;

в) подача горячего раствора CaCl_2 в трубное и затрубное пространства скважины;

г) тепловая обработка скважины горячей нефтью;

д) скребкование

е) непрерывная или периодическая подача на забой скважины антигидратные ингибиторы.

Разберем данные методы подробнее.

3.4 Резкое снижение давления

В процессе резкого снижения давления в системе гидратная пробка, образовавшаяся на стенках скважины, разлагается. Разложившиеся газогидраты выносятся из скважины в атмосферу через отводы под действием накопленного давления. Однако данный метод является аварийным, поскольку нарушается установленный режим работы скважины.

Скважины необходимо оборудовать свечой и продувочной линией, чтобы

была возможность выполнить следующие операции:

1. трубное или затрубное пространства необходимо продуть с целью снижения давления в трубном пространстве за счет вытеснения жидкости в атмосферу;

2. жидкость отводится в специальную приемную емкость.

На устье линия продувки имеет две задвижки – рабочую и контрольную. На конце продувочной свечи находятся фланцевые соединения, необходимые для монтажа пружера, который необходим для исследования скважины.

Как правило, на практике, при обустройстве газовых скважин продувочная свеча выполняется горизонтально и выводится с уклоном в ветрозащитный котлован. Данное решение позволяет избежать накопления и замерзания жидкостей в линии продувки и, самое главное, предотвращает распространения по окрестности метанольной воды, гидратов и конденсатов во время вышеуказанной операции. Все эти продукты сжигаются в земляном котловане. Размеры котлована в плане 4×14 м, глубина 1,5 м. Воспламенение осуществляется горячей паклей, забрасываемой в котлован с безопасного расстояния, либо ракетницей [15].

3.5 Ликвидация гидратной пробки хлористым кальцием

Одним из основных методов применяемых на Куюмбинском ЛУ для удаления уже образовавшихся газовых гидратов является применение раствора хлористого кальция (CaCl_2) плотностью 1,28 г/л. CaCl_2 представляет из себя белые кристаллы в форме куба, которые на воздухе имеют свойства расплываться. В таблице 3.1 можно увидеть значение плотности раствора CaCl_2 при определенной концентрации и температуре [16].

Содержание соли в %	ρ в (кг/м ³) при температуре, °C				
	15	0	-10	-20	-30
15	1132	1137	1140	–	–
16	1142	1147	1150	–	–

17	1151	1157	1160	–	–
18	1161	1167	1170	–	–
19	1171	1177	1180	–	–
20	1181	1187	1190	–	–
21	1191	1197	1201	1205	–
22	1201	1207	1211	1215	–
23	1211	1218	1222	1226	–

Таблица 3.1 – Плотность раствора хлорида кальция

Содержание соли в %	ρ в (кг/м ³) при температуре, °С				
	15	0	-10	-20	-30
24	1222	1228	1238	1237	–
25	1232	1239	1244	1248	–
26	1343	1250	1254	1259	1263
27	1152	1261	1266	1270	1275
28	1264	1272	1277	1282	1287
29	1275	1283	1288	1293	1298
30	1268	1294	1298	1304	1310

Окончание таблицы 3.1.

Исходя из значений в таблице можно сделать вывод о том, что при увеличении концентрации CaCl_2 и снижении температуры самого раствора, плотность его увеличивается.

Важное преимущество водного раствора CaCl_2 – его морозостойкость до минус 40 °С. Чтобы такой эффект был достигнут, концентрация CaCl_2 должна быть равна 29,9 %, однако если концентрация будет более 30 %, такой раствор применять будет не целесообразно вследствие выпадения кристаллов хлорида кальция уже при температуре близкой к 0 °С.

Рассмотрим применяемость данного раствора с точки зрения возможности его доставки к устью скважины без непосредственного участия и осуществления контроля специальным персоналом.

Подача водного раствора хлорида кальция по ингибиторопроводу исключается в связи с тем, что в приготовленном растворе с дробленной солью CaCl_2 могут сохраняться крупные куски, что способствует нарушению работы ингибиторопровода. Кроме того, минимальная температура замерзания

раствора составляет -40°C . При приготовлении раствора, в свою очередь, всегда возможны отклонения от его оптимальной концентрации на 1-2 %. В этом случае возможно выпадение кристаллов твердой фазы – кристаллов льда или хлористого кальция уже при температуре выше -40°C , которые могут закупорить провод подачи ингибитора к скважине.

Именно по этой причине раствор готовится на скважине, где исключается возможность его замерзания по ходу движения через провод дозирования реагента. При этом, перед подачей в ствол скважины раствор нагревают при помощи агрегата для депарафинизации передвижного модернизированного до $50-60^{\circ}\text{C}$, что дает дополнительные преимущества, поскольку раствор ингибитора в данном случае является теплоносителем, который служит для прогрева ствола скважины, что приводит к растеплению гидратной пробки.

Расчет количества закачки хлорида кальция в качестве ингибитора, необходимого для реализации технологии периодического ингибирования скважинной продукции производится следующим образом [17].

1. Сначала нежно рассчитать необходимое количество ингибитора (P , кг), которое будет задавливаться на забой скважины:

$$P = K \cdot P_0 \cdot (1 - n) \cdot \frac{Q_{\text{ж}} \cdot \phi + V_3}{106}, \quad (3.1)$$

где $K = 1,5-2,0$ – коэффициент увеличения расхода ингибитора, который учитывает неравномерность выноса его с забоя скважины;

P_0 – дозировка ингибитора, г/т (при проведении первой обработки скважины рекомендуется «ударная» дозировка ингибитора - 1000 г/т, при последующих обработках применяется оптимальная дозировка - 200 г/т);

$Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

ϕ – периодичность обработок, сутки (рекомендуется периодичность 7-10 суток с последующим уточнением в ходе опытно-промысловых испытаний);

V_3 – объем жидкости на забое и в затрубном пространстве скважины (м^3)
рассчитать по формуле (3.2):

$$V_3 = \pi \cdot r_c^2 (L_c - L_{\text{НКТ}}) + \pi \cdot (r_3 - r_{\text{НКТ}}) \cdot (L_{\text{НКТ}} - H), \quad (3.2)$$

где r_c – радиус скважины, м;

r_3 – внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;

$r_{\text{НКТ}}$ – радиус НКТ, м;

L_c – глубина скважины, м;

$L_{\text{НКТ}}$ – глубина спуска НКТ;

H – динамический уровень, м;

Плотность газонасыщенной жидкости (кг/м^3) рассчитать по формуле (3.3):

$$\rho_{\Gamma} = \frac{1+2\Gamma+3n_0}{1-n_0} \cdot \frac{1-n_0}{b+n_0}, \quad (3.3)$$

где 1 – плотность сепарированной нефти в нормальных условиях, кг/м^3 ;

2 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м^3 ;

3 – плотность пластовой воды в нормальных условиях, кг/м^3 ;

Γ – газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

b – объемный коэффициент нефти в пластовых условиях;

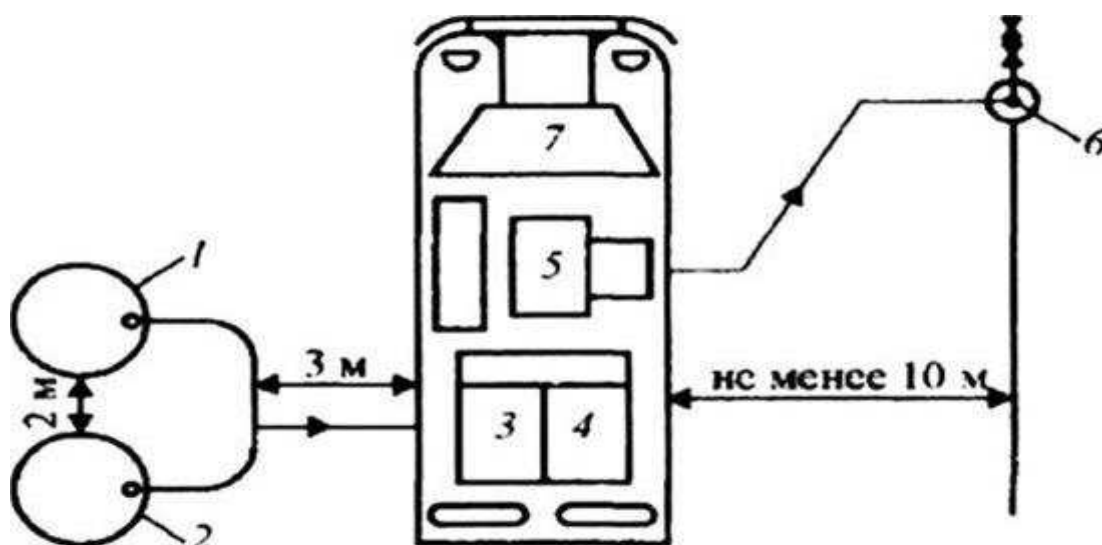
n_0 – объемная доля воды в добываемой скважинной продукции рассчитывается по формуле (3.4):

$$n_0 = \frac{n}{[n+(1-n) \cdot 3/1]}, \quad (3.4)$$

где n – массовая доля воды в добываемой скважинной продукции.

2. Следующий этап – это приготовление раствора ингибитора в депарафинизированной нефти для закачки реагента на забой скважины. Концентрация ингибитора в закачиваемом растворе должна быть не менее 10%.

3. Чтобы ингибитор попал в скважину, его необходимо продавить туда с помощью агрегата ЦА-320 (цементный агрегат-320), схема его расположения описана на рисунке 3.1.



1 – емкость для химических реагентов; 2 – емкость для продавочной жидкости; 3,4 – бункеры агрегата ЦА-320; 5 – водоподающий блок ЦА –320; 6 – устье скважины; 7 – агрегат ЦА-320

Рисунок 3.1 – Схема обвязки наземного оборудования при проведении тепловой обработки скважины

4. Подливать ингибитор можно также при помощи устройства гидростатического действия в следующей последовательности:

- заполнить устройство требуемым объемом ингибитора или его раствором;
- герметично закрыть люк;
- открыть линию, соединяющую устройство с затрубным пространством скважины с целью выравнивания давления;
- реагент сам сольется в скважину.

Периодичность задавки или подлива ингибитора на забой скважины должна быть уточнена в процессе работы скважинного оборудования. Реализация технологии предполагает разработку сетевого графика работ по ингибированию осложненных скважин.

Учитывая все положительные аспекты данного раствора, можно сделать

вывод о его действительной необходимости применения в условиях Крайнего Севера, так как горячий раствор CaCl_2 не теряет температуру в зависимости от глубины.

Однако у данного метода есть минус, который заключается в том, что скважину приходится останавливать для закачки в нее раствора хлорида кальция, вследствие этого происходит потери дебита нефти и газа из-за проста скважины.

3.6 Обработка скважин горячей нефтью

Тепловой метод ликвидации образовавшихся гидратов заключается в закачке в скважину нагретой нефти.

Чтобы осуществить промывку горячей нефтью, необходимо осуществить спуск глубинного насоса до середины интервала прогрева. С помощью специального оборудования нефть закачивают в затрубное пространство, тем самым вытесняя холодную жидкость до приема насоса. Вследствие этого гидратная пробка, которая «налипла» на стенках скважины, начинает частично растворяться, а затем выносится потоком жидкости из скважины [18].

Обработка скважины происходит непрерывно, весь необходимый объем горячей нефти, а именно 34 м^3 , закачивается с небольшими интервалами, которые необходимы для переключения с одного бойлера на другой.

Для проведения тепловой обработки необходима следующая техника:

- АДПМ – 1 шт.;
- ЦА-320 – 2-3 шт.;
- ППУ (в зимнее время) – 1 шт [19].

Схема расположения оборудования для обработки горячей нефтью описана на рисунке 3.2.

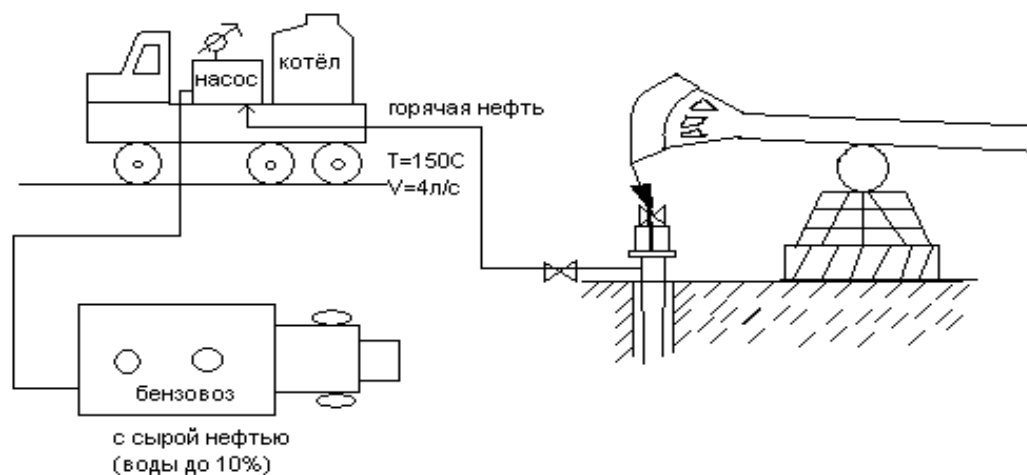


Рисунок 3.2 – Схема обвязки наземного оборудования при проведении обработки скважин горячей нефтью

Преимущество данного метода, в отличие от закачки горячего раствора хлорида кальция и резкого снижения давления в системе, заключается в том, что не требуется прекращение работы скважины, и как следствие потери дебита скважинной продукции отсутствуют. Недостатком является то, что метод направлен на ликвидацию уже образовавшейся в скважине гидратной пробки, разрушение которой является трудоемким и дорогостоящим процессом.

3.7 Механическое удаление гидратообразований путем скребкования

Метод удаления гидрата с помощью скребков заключается в спуске в НКТ специального скребка или специальных фрез, а затем подъем его на поверхность. Спуск инструмента происходит под действием силы тяжести, то есть под действием собственного веса, а подъем при помощи лебедки. Поток продукции скважины при движении вверх вызывает вращение скребка и выносит срезанную гидратную пробку в выкидную линию.

Преимущество данного метода заключается в том, что нет необходимости в остановке скважины, поскольку срезанные гидратные отложения с помощью фрезы, изображенной на рисунке 3.3, необходимо удалить из скважины потоком нефти.



Рисунок 3.3 – Скребок режущий фрезовой для механической очистки (колонны НКТ 60, 73 и 89 мм).

Данный метод зарекомендовал себя с положительной точки зрения на большинстве месторождений России, в том числе и на Куюмбинском месторождении, однако этот метод не относится к методам, предотвращающим гидратообразование, а является методом устранения уже образовавшейся гидратной пробки.

3.8 Предупреждение гидратообразования с помощью ингибитора

Одним из распространенных методов предотвращения образования газогидратов в скважине – закачка ингибитора в затрубное пространство скважины, препятствующие процессу гидратообразования, за счет снижения температуры его образования.

Ингибитором гидратообразования, который применяется на Куюмбинском месторождении, является реагент Дегидрат 4010 марки А и В, который служит отличной заменой метанолу.

Дегидраты данной марки являются ингибиторами гидратообразования термодинамического действия, антиагломераты которых обладают принципиально иным действием – их полимерная основа препятствует кристаллизации микрочастиц в более крупные и, тем самым, полностью предотвращает образование гидратных пробок. Данный процесс можно наглядно увидеть на рисунке 3.4 [20].

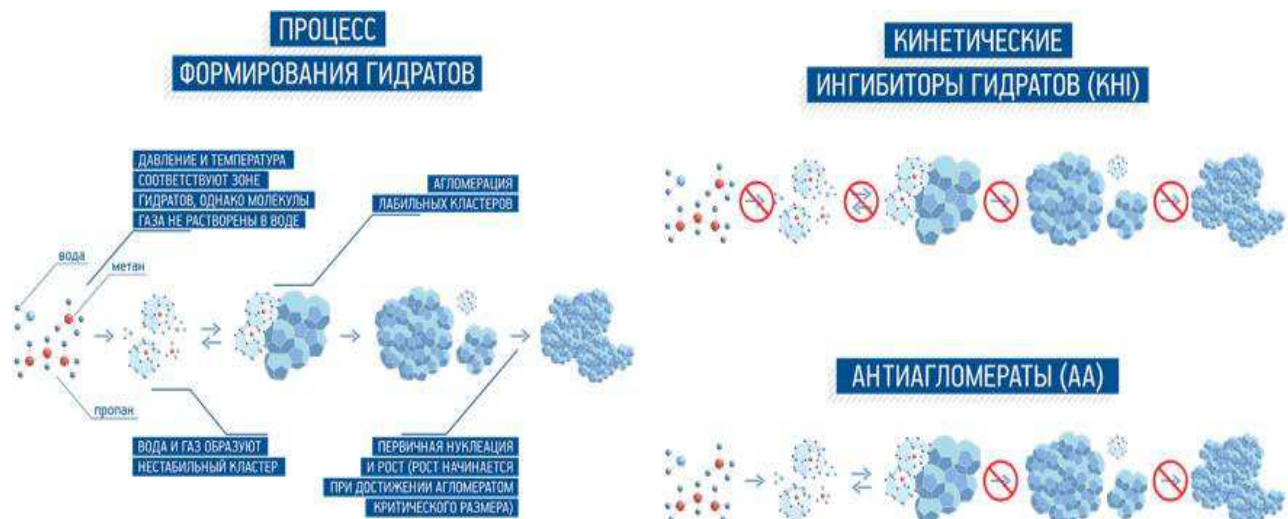
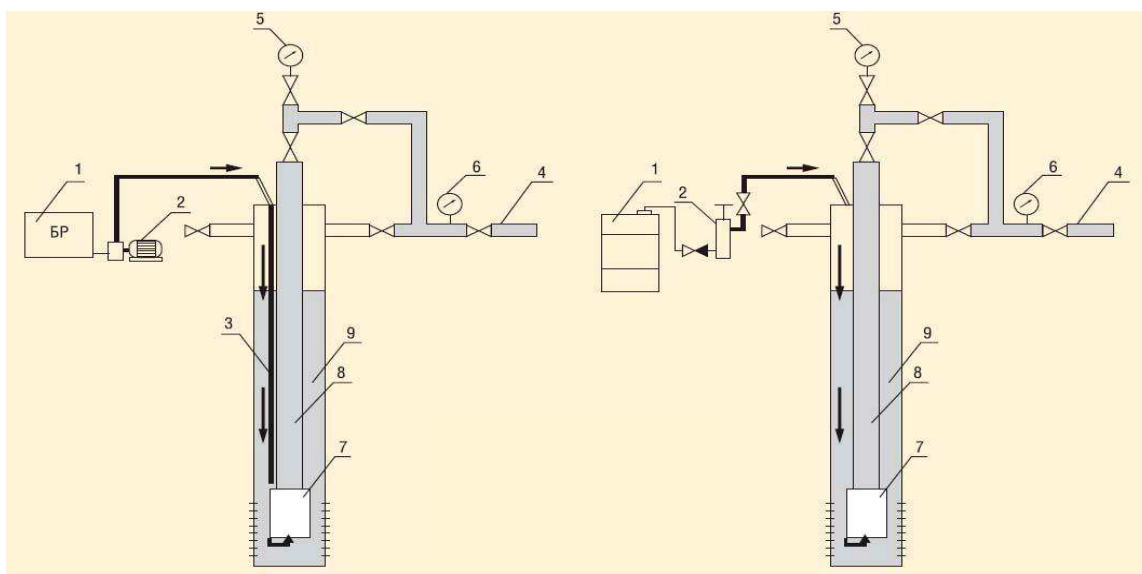


Рисунок 3.4 – Препятствующий процесс образования гидратной пробки скважины.

Введение дегидрата в скважину осуществляется путем его закачки в затрубное пространство, в постоянном или временном режиме, при помощи блока дозирования реагента (БДР, УДР), схему расположения которого можно увидеть на рисунке 3.5.



1 – емкость с ингибитором, 2 – дозирующее устройство, 3 – спускаемая импульсная трубка, 4 – выкидная линия, 5,6 – манометры, 7 – УЭЦН, 8 – НКТ, 9 – затрубное пространство

Рисунок 3.5 – Схема дозирования ингибитора

Главным преимуществом метода с использованием Дегидрата 4010 А и В является то, что он направлен на предотвращение образования гидратных

кристаллов, к тому же при закачке ингибитора нет необходимости в остановке работы скважины.

3.9 Обоснование по внедрению нового ингибитора

На Куюмбинском месторождении высокое пластовое давление и газосодержание, а также оно приурочено к районам Крайнего Севера с ММП, это значит, что такое осложнение как гидратообразование неизбежно. Как было упомянуто ранее, необходимо отдавать предпочтение методам предупреждения образования отложений гидратов.

В качестве нового агента по предотвращению образования гидратных пробок в условиях Куюмбинского ЛУ можно применить КИГ комплексного действия Hydranox 8001. Реагент себя хорошо зарекомендовал на таких северных месторождениях, как Ванкорское, Сузунское.

Данный ингибитор способен воздействовать на точки роста гидратных кристаллов и предотвращает зарождение новых отложений, в связи с этим увеличивается время между образованием газогидратов.

Hydranox марки 8001 влияет на скорость гидратообразования в скважине и предупреждает рост гидратных кристаллов. Преимущества реагента заключаются в том, что он низкодозируемый, практически не токсичен и не пожароопасен [21].

Вводить ингибитор необходимо максимально близко к зоне гидратной пробки. Вероятность образования гидратов при использовании ингибитора снижается вследствие понижения порога температуры.

Одним из важных параметров для Куюмбинского месторождения, которым обладает данный ингибитор, является его морозостойкость, температура застывания -50 °С.

В таблице 3.2 можно увидеть сравнение физико-химических свойств уже используемого на Куюмбинском ЛУ ингибитора Дегидрат 4010 марки А, В и предложенного в качестве нового ингибитора Hydranox 8001.

Таблица 3.2 – Физические свойства ингибиторов Дегидрат 4010 марки А, В и Hydranox 8001

Свойства	Дегидрат 4010 А и В		Hydranox 8001
Внешний вид при 20 °С	Жидкость от прозрачного до темно-коричневого цвета		Однородная жидкость синего цвета
Температура застывания, °С, не выше	-40		-50
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с не более	20		1
Плотность при 20 °С, г/см ³	А: 0,76	В: 0,84	0,79

Кинематическая вязкость при 20 °С ингибитора Hydranox 8001 составляет 1 мм²/с, что на 95 % меньше, чем вязкость Дегидрат 4010 А и В. Это значит, что Hydranox 8001 будет легче прокачать в затрубное пространство. Плотность при 20 °С ингибитора Hydranox 8001 больше плотности Дегидрат 4010 А на 4 % и меньше плотности Дегидрат 4010 В на 6 %. Температура застывания Hydranox 8001 -50 °С, это на 10 °С ниже, чем у Дегидрат 4010, что является хорошим показателем к применению на Куюмбинском месторождении с ММП.

В ходе сравнения стоимости закупки и расхода ингибиторов Hydranox 8001 и Дегидрата 4010 марок А, В были получены следующие данные, представленные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – сравнение ключевых показателей ингибиторов Дегидрата 4010 марки А, В и Hydranox 8001

Показатель	Дегидрат 4010 А, В	Hydranox 8001	Отношение Hydranox 8001 к Дегидрату 4010 А и В, %
Объем закупки на год, т	50,3	10	-80,12
Стоимость закупки на год, руб	5876046	607700	-89,66
Стоимость одной тонны, руб	116820	60770	-47,98
Концентрация раствора, %	20-50	0,1-3	-99,5-94
Расход ингибитора, л/сут	5-10	0,025-0,26	-99,5-97,4

По данным государственных закупок цена ингибитора Hydranox 8001 составляет 60770 р за одну тонну раствора, в ценах 2017 года, по среднему курсу доллара Центрального Банка России 58,35 р. Дегидрат 4010 А, В,

обходится в 116820 р за тонну раствора в ценах 2017 года.

Проанализировав все показатели, можно сделать вывод, что использование ингибитора Hydranox марки 8001 с экономической точки зрения выгодней для предприятия. Так, концентрация ингибитора Hydranox 8001 на 99-94 % меньше, чем у Дегидрата 4010 А, В, а объем закупки меньше на 80,12 %, что говорит о меньшем расходе Hydranox 8001 в год. Также, о выгоде нового ингибитора говорит его более низкая цена за тонну продукта, которая почти на 50 % меньше цены Дегидрата 4010 А, В. Внедрение нового ингибитора позволит предприятию экономить более 5 млн рублей ежегодно.

За счёт меньшего объема закупки ингибитора Hydranox марки 8001 пропадает необходимость в организации его хранения на больших площадях, что также приводит к сокращению издержек предприятия.

Hydranox 8001 обладает не только преимуществами физико-химических свойств над Дегидратом 4010 А и В, но и преимуществами экономических показателей, что полностью оправдывает его внедрение на Куюмбинском месторождении.

Благодаря ежегодной экономии денежных средств, предприятие сможет вкладывать освободившееся средства в свою модернизацию и развитие.

4 Безопасность жизнедеятельности

При проведении работ на объекте необходим постоянный контроль за соблюдением мер безопасности работ, организацией охраны труда и окружающей среды.

Анализ технологического риска и разработка мер по предотвращению технологических аварий напрямую связаны с вопросами охраны недр, эти вопросы пересекаются с охраной поверхностных и подземных вод, атмосферного воздуха, почвенного покрова и биологических ресурсов и должны выполняться в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Целью данного раздела является классификация информации, необходимой для полноценного проектирования природоохранных мероприятий, а также для оптимизации трудового процесса при проведении работ по ликвидации гидратообразований.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Освоение месторождения связано со строительством промышленных и транспортных объектов, дорог, линий электропередач, строительством населенных пунктов, что приводит к нарушению растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Комплексные работы по закачке химиката в затрубное пространство производится на открытом воздухе кустовой площадки с помощью специальной установки, помогающей производить непрерывную подачу ингибитора в затрубное пространство. Оборудованием, которое для этого используется, являются фонтанная арматура, емкость с реагентом, насос с дозирующим клапаном.

Обязанности оператора заключаются в ежедневном объезде и обходе кустовых площадок, закрепленных за ним. Проведение постоянного осмотра и оценка работы производимыми подрядными организациями.

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте оператора ДНГ представлены в таблице 4.1 [22].

Таблица 4.1 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Наименование видов работ	Факторы	
	вредные	опасные
Работы в охранных зонах промышленных и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.

Окончание таблицы 4.1.

Наименование видов работ	Факторы	
	вредные	опасные
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума, превышающий ПДК; вибрация	Обрушение стенок откосов; потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Сварочные аэрозоли; опасный уровень напряжения в электрической цепи	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, опрокидывание ГПМ; разрушение металлоконструкций крана

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующийся уровнем производственного травматизма, профессиональной заболеваемости и стоимостью программ обязательного социального страхования. Страховой тариф обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляет 7,4% к начисленной оплате труда [23].

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Эксплуатация оборудования планируется на открытой производственной площадке круглосуточно, круглогодично, при температуре от +40 до -50°C. В автоматическом режиме.

Эвенкийский район Красноярского края относится к климатическому региону I б (IV). Годовое количество осадков – около 400 мм. Лето теплое (+17 – 26 °C), а зима холодная (-15-50 °C) с устойчивым многомесячным

снежным покровом. Ветры относительно слабые 2-5 м/с.

Средняя температура января составляет $-34-38$ °С. Морозы длятся 240-275 дней. Большая часть территории региона относится к зоне распространения вечной мерзлоты. Территория района входит в абсолютно дискомфортную и экстремально дискомфортную зоны. Средняя температура июля колеблется от $+13$ °С до $+15$ °С. Осадков выпадает около 500 мм в год. Большую часть года наблюдается безветренная погода.

Категория энергозатрат II б – работы с интенсивностью энергозатрат 233-290 Вт, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением [24].

Поскольку работы ведутся на открытой производственной площадке, для рабочих предусмотрено помещение для отдыха и обогрева, в котором поддерживается температура воздуха на уровне 21-25 °С.

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательные и бытовые помещения оснащены системами отопления, предусматривающие гладкое покрытие.

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудованию

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

На территории кустовой площадки места остановки (стоянки) специальных транспортных средств и зоны их движения устанавливаются и определяются знаками безопасности и аншлагами [23].

Площадь куста отсыпана, имеет обвалование и заезд с наветренной стороны.

ПДК вредных веществ и пыли в воздухе рабочей зоны не превышают

допустимых значений (Таблица 4.2) [24].

Уровень шума соответствует нормативным значениям не более 76 дБ, вибрация не превышает 80 дБ.

Все регламентные работы проводятся в дневное время. В темное время суток работы ведутся в автоматическом режиме, без участия человека. Предусмотрено аварийное освещение.

Таблица 4.2 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободного О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м².

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

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в главных проходах производственных помещений, помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

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

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [25].

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть

выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Каждый работник обязан носить средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, защитные очки, респиратор, наушники, спецобувь и т.д.). Каждого работника обеспечивают противогазом при работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

В процессе добычи нефти и газа загазованность воздуха рабочей зоны увеличивается. При наличии загазованности необходимо применять соответствующие противогазы, предварительно прошедших проверку.

В таблице 4.3 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих

Таблица 4.3 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,05
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Проверка воздушной среды производится при помощи газоанализаторов, непосредственно перед преступлением к газоопасным работам.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

При эксплуатации электрооборудования на кустах увеличивается зона

поражения электрическим током. Одним из наиболее слабых узлов является силовой кабель. Повреждение кабеля заключается в пробое электрической изоляции ввода с последующим коротким замыканием жил кабеля между собой. Основные средства для защиты от электрического тока:

- защитное отключение, позволяющее в случае замыкания или неисправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- применяют такие электрические схемы изделий, которые исключают самопроизвольное включение или отключение изделия.

На кустовой площадке все электроустановки должны быть заземлены, т. к. при производстве работ выделяются горючие газы, возможны разливы горючих жидкостей, а также искры статического электричества.

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

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

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 4.4 [26].

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

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

Все кустовые площадки оборудованы следующими средствами пожаротушения:

- пожарный гидрант с площадкой под пожарный автомобиль размером не менее 20х20 м;
- пожарный щит ЩП-В (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, огнетушитель ОП-8);
- пожарный щит ЩП-Е (багор, кошма, ведро, лопата штыковая, лопата совковая, ящик с песком, диэлектрический коврик, диэлектрические перчатки, огнетушитель ОУ-8).

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

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации: взрывы газовых баллонов или взрывоопасных смесей

при проведении работ в газоопасной зоне, взрыв дренажной емкости на промышленном объекте или на кусте скважин.

В таблице 4.5 представлены возможные аварийные ситуации при проведении работ на кустовой площадке.

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- разлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - разлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Для предотвращения аварийной ситуации в компании существует «План ликвидации аварий»:

- при возникновении пожара на агрегате;
- при порыве технологических трубопроводов;
- при нарушении нормальной работы систем агрегата, грозящем безопасности обслуживающего персонала.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих составляет 8-10 человек.

Жилые блоки обеспечиваются водоснабжением и теплоснабжением. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ООО «Славнефть-

Красноярскнефтегаз».

Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

4.7 Экологичность проекта

Так как данная система не предусматривает выбросов нефтепродуктов, а производственный процесс предусматривает работу с закрытой фонтанной арматурой, систему принято считать герметичной и как итог экологически чистой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одним из серьезных осложнений в нефтегазовой отрасли является образование газогидратов. Разработка и эксплуатация Куюмбинского месторождения ведется в условиях высоких пластовых давлений и низких температур среди многолетних мерзлых пород, что благоприятствует образованию гидратов, которое в свою очередь приводит к уменьшению проходного сечения скважины, приводящее к снижению дебита добываемой продукции. Если не отреагировать вовремя, в НКТ образуется гидратная пробка, приводящая к полной остановке скважины.

В данной работе рассмотрены методы борьбы и предупреждения гидратообразования на Куюмбинском месторождении, их преимущества и недостатки, а также приведено обоснование по внедрению нового ингибитора гидратообразования.

На Куюмбинском месторождении приоритетными методами борьбы с гидратообразованием являются обработка скважины хлористым кальцием, горячей нефтью и механическое удаление гидратов путем скребкования. Однако все они направлены на ликвидацию уже образовавшихся отложений. Поэтому на месторождении с целью предупреждения гидратообразования применяют дегидрат 4010 марки А и В.

В работе предлагается использование более эффективного ингибитора гидратообразования Hydranox 8001. По сравнению с уже используемым на месторождении дегидратом 4010 кинематическая вязкость нового ингибитора на 95% меньше, что говорит о его более легкой прокачке в затрубное пространство. Температура застывания Hydranox 8001 составляет $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, это на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже, чем у Дегидрат 4010. Это означает, что при суровом климате и ММП Hydranox 8001 будет эффективнее.

Hydranox 8001 также обладает преимуществами экономических показателей над Дегидратом 4010 А и В. Объем закупки нового ингибитора меньше на 80,12%, что говорит о его меньшем расходе в год. Стоимость одной

тонны Hydranox 8001 почти в два раза меньше стоимости Дегидрата 4010 А, В. Благодаря ежегодной экономии денежных средств, предприятие сможет вкладывать освободившиеся средства в свою модернизацию и развитие.

При сравнительном анализе двух реагентов для предупреждения гидратообразования на Куюмбинском месторождении можно сказать, что внедрение нового ингибитора Hydranox марки 8001 полностью оправдано.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ПДК – предельно-допустимая концентрация

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ЛУ – лицензионный участок

БДР – блок дозирования реагента

УДР – установка дозирования реагента

АДПМ – агрегат для депарафинизации передвижной модернизированный

ППУ – паровая промысловая (передвижная) установка

ЭЦН – электроцентробежный насос

УВ – углеводороды

ГИС – геофизические исследования скважин

ММП – многолетние мерзлые породы

КИГ – кинетический ингибитор гидратообразования

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Куюмбинское месторождение [Электронный ресурс] : Нефтегазовые новости Нефтяники.РФ. – Режим доступа: <http://www.nftn.ru/>
2. Макеев, Д.В. Геологическое строение и литология рифей-вендских нефтегазоносных отложений Терской площади (Байкитский район Эвенкийского АО Красноярского края) : дис. ... маг. геол.: 05.04.01 / Макеев Дмитрий Владимирович. – Томск, 2016. – 68 с.
3. Давыдова, А.Е. Разработка дизайна гидродинамического исследования в условиях карбонатного коллектора / А.Е. Давыдова, А.А. Щуренко, Н.М. Дадакин, А.Д. Шуталев, Б.Б. Квеско // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 6. – С.68-79.
4. Вараксина, И.В. Микроструктуры, литологические ассоциации и условия образования рифейских строматолитов байкитской антеклизы (запад сибирской платформы) / И.В. Вараксина, Е.М. Хабаров // Литосфера. – 2007, №4. – С. 59-72
5. Чашков, А.В. Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств геологических сред с использованием данных геофизических исследований скважин : автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук : 25.00.11 /Чашков Анатолий Васильевич. – Москва, 2011. – 23 с.
6. Варганов А. С., Попова Н. Н., Сосновская О. В., Смокотина И. В. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб : 1 000 000 (третье поколение). Серия Ангаро-Енисейская. Лист Р-47 – Байкит. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. – 359 с.
7. ООО «СЛАВНЕФТЬ-КРАСНОЯРСКНЕФТЕГАЗ» [Электронный ресурс] : Официальный сайт компании ПАО «НГК «Славнефть». – Режим доступа: <https://www.slavneft.ru/>

8. Куюмбинское нефтегазовое месторождение [Электронный ресурс] : Электронный портал – Neftegaz.RU. – 2012. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/>
9. Рябченко, В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» / В.Н. Рябченко, Н.А. Зоценко. – Красноярск, 2011. – 31 с.
10. Концептуальный проект полномасштабного обустройства Куюмбинского месторождения [Электронный ресурс] : Официальный сайт АО «Гипровостокнефть». – Режим доступа: <http://www.gipvn.ru/>
11. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Пермский нац. исслед. политехн. ун-т, 2013. – 177 с.
12. «Большая» нефть Куюмбы [Электронный ресурс] : Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. – ЦДУ ТЭК. – 2020. – Режим доступа: <https://www.cdu.ru/>
13. Повещенко, Ю.А. Численное моделирование диссоциации газогидратов в пористой среде в одномерной постановке. / Ю.А. Повещенко, В.О. Подрыга, И.В. Попов, С.Б. Попов, П.И. Рагимли, Г.И. Казакевич // Ученые записки Казанского университета. Серия физико-математические науки. – 2019. – Т.161, кн.2. – С. 205–229.
14. Грунвальд, А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // Нефтегазовое дело. – 2007. – С. 25
15. Березовский, Д.А. Методы предупреждения и ликвидации гидратообразования при эксплуатации газовых скважин на примере месторождения Узловое. / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – №2. – С.82-108.
16. Теплофизические свойства и температура замерзания водных растворов NaCl и CaCl₂ [Электронный ресурс] : сайт Thermalinfo.ru. – Режим доступа: <http://thermalinfo.ru/>

17. Расчет потребности ингибитора для технологии периодического ингибирования при АСПО [Электронный ресурс] : Студенческая библиотека онлайн. – Режим доступа: <https://studbooks.net/>
18. Басарыгин, Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учеб, для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. – 584 с
19. Порядок проведения обработки горячей нефтью [Электронный ресурс] : Студопедия. – Режим доступа: <https://studopedia.info/>
20. Ингибиторы гидратообразования серий дегидрат [Электронный ресурс] : Сайт компании ООО «Мастер Кемикалз». – Режим доступа: <http://www.m-chem.ru/>
21. Ингибитор гидратообразования марки Hydranox™ 8001 [Электронный ресурс] : Группа компаний Миррико. – Режим доступа: <https://mirrico.ru/>
22. ГОСТ 12.0.003–2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Взамен ГОСТ 12.0.003–74 ; введ. 01.03.2017. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 15 с.
23. Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие / Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2016. – 47 с.
24. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Взамен «Санитарных норм микроклимата производственных помещений», утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86, № 4088-86. – Введен 1.10.1996. – Москва: Минздрав России, 2001. – 20 с.
25. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 – Введен 20.05.2011. – Москва: Минрегион России, 2011. – 46 с.
26. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введен 01.01.2009. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 12 с.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско

подпись

«*dd*» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Выбор и обоснование технологии устранения и предупреждения
гидратообразования в стволе скважины в условиях Куюмбинского месторождения

Руководитель

Е.В. Безверхая 15.06.21
подпись, дата

доцент, канд. техн. наук

Е.В. Безверхая

Выпускник

К.А. Кулык 22.06.21
подпись, дата

К.А. Кулык

Консультанты по разделам:

Безопасность и экологичность

Е.В. Мусияченко 11.06.21
подпись, дата

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

С.В. Коржова 22.06.21
подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2021