

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.Д. Булчаев  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**ТЕХНОЛОГИЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ НА  
ПРИМЕРЕ КУЮМБИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

доцент, к.т.н

Е.Л. Морозова

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.Н. Калантаевский

Консультанты:

Безопасность и экологичность

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.В. Коржова

Красноярск 2017

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  
\_\_\_\_\_ Булчаев Н.Д.  
подпись  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Калантаевскому Антону Николаевичу

Группа ЗНБ14-04БВ1. Направление подготовки - 21.03.01 Нефтегазовое дело

Профиль подготовки - 21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Технология поинтервальной кислотной обработки на примере Куюмбинского нефтяного месторождения

Утверждена приказом по университету № 6615/с от 24.05.2017 г.

Руководитель ВКР Е.Л.Морозова, доцент, к.т.н., кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ.

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

Перечень разделов ВКР:

1. Геология месторождения;
2. Характеристика текущего состояния разработки;
3. Интенсификация притока к горизонтальным скважинам для карбонатных коллекторов;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

Е.Л. Морозова

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

А.Н. Калантаевский

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология поинтервальной кислотной обработки на примере Куюмбинского нефтяного месторождения» содержит 78 страниц текстового документа, 17 рисунков, 10 таблиц, 32 использованных источников.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА, КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, КАРБОНАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН, УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА, ГНКТ, ДВУХПАКЕРНАЯ КОМПОНОВКА.

Объектом исследования являются особенности эксплуатации горизонтальных нефтяных скважин Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цели работы - рассмотреть возможности применения технологии поинтервальной кислотной обработки для повышения эффективности интенсификации притока к горизонтальным скважинам Куюмбинского месторождения.

В первой части работы рассматриваются общие сведения о месторождении, краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

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

В специальной части рассмотрены возможности применения технологии поинтервальной кислотной обработки для повышения эффективности интенсификации притока к горизонтальным скважинам Куюмбинского месторождения.

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

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение .....	4
1 Геология месторождения.....	5
1.1 Географическое и административное положение .....	5
1.2 Тектоническое строение .....	6
1.3 Нефтегазоносность разреза.....	14
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения .....	25
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	25
2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки.....	29
2.3 Анализ реализации программы опытно-промышленных работ .....	36
2.4 Характеристика текущего состояния разработки (на 2013 год) .....	41
3 Интенсификация притока к горизонтальным скважинам для карбонатных коллекторов .....	45
3.1 Технология соляно-кислотных обработок .....	45
3.2 Вопросы проведения СКО в горизонтальных скважинах.....	48
3.3 Проведение СКО для скважин с устройствами контроля притока.....	53
3.4 Технология поинтервальной кислотной обработки с помощью двухпакерной компоновки на ГНКТ .....	56
4 Безопасность и экологичность.....	61
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	61
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	63
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования .....	64
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	66
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	68
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	69
4.7 Экологичность проекта .....	71
Заключение .....	72
Список сокращений .....	73
Список использованных источников .....	74

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время горизонтальные скважины бурятся во всех нефтедобывающих странах мира. Дебиты горизонтальных скважин обычно превышают дебиты вертикальных в 2—10 раз; увеличение нефтеотдачи ожидается на 5—10%. Связано это с увеличением площади контакта с пластом.

Сложность геологического строения залежи Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения, связанная с низкой пористостью матрицы, наличием вертикальной и субвертикальной трещиноватости и практически отсутствием горизонтального дренирования пласта требуют разработки его с помощью скважин с открытым горизонтальным стволом. Это помогло бы связать между собой горизонтальные кавернозные зоны.

Кислотная обработка является основным методом стимуляции карбонатных коллекторов. Поэтому повышение производительности скважин требует рассмотрения имеющегося мирового опыта по кислотной обработке горизонтальных стволов.

В свете этого актуальным является рассмотрение применимости его для Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Данная работа выполнена с использованием научно-технической и периодической литературы. В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения, характеристика фонда скважин, основные показатели разработки.

# 1 Геология месторождения

## 1.1 Географическое и административное положение

Куюмбинское НГК месторождение расположено в Красноярском крае на юге Эвенкийского муниципального района на территории Байкитского и, частично, Богучанского районов (рисунок 1.1).

Ближайшим населённым пунктом является районный центр п. Байкит, расположенный на правом берегу реки Подкаменная Тунгуска в 150 км северо-западнее. Ближайшая железнодорожная станция - Карабула, до которой доходит железнодорожная ветка от Транссибирской магистрали, находится на левобережье р. Ангара в 37 км от п. Богучаны и в 210 км от района работ.

С северной стороны к рассматриваемому участку примыкает Абракупчинский ЛУ (ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»), с восточной стороны - Кординский ЛУ (ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»), с южной стороны – Терско-Камовский (ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз») и Юрубченский ЛУ (ООО «НК «Роснефть»). Обозначенные лицензионные блоки являются составной частью единой Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления.

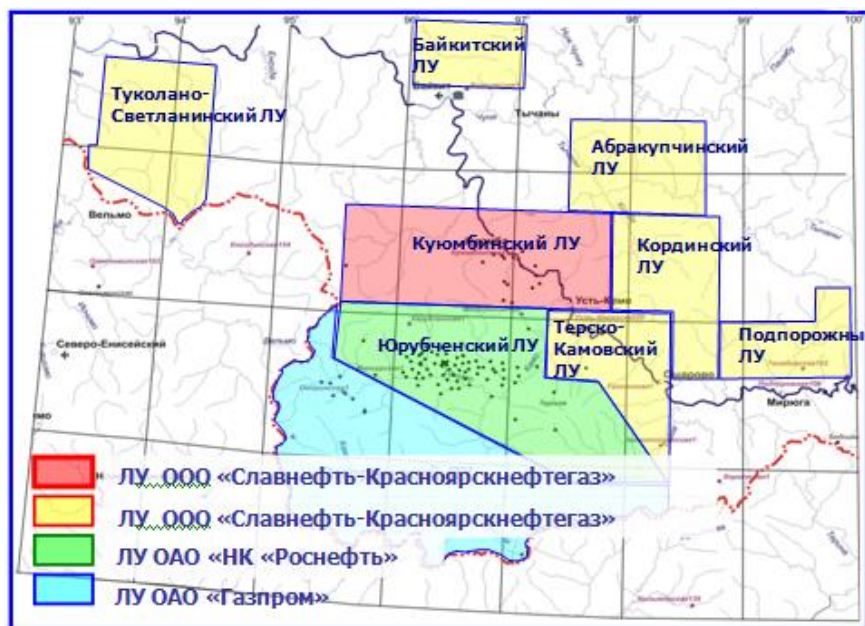


Рисунок 1.1 - Куюмбинское НГК месторождение

## **1.2 Тектоническое строение**

В рассматриваемом регионе выделяется три структурно-тектонических этажа: архей-раннепротерозойский («фундамент» осадочных толщ), рифейский и венд-кембрийский, резко различающихся по своему строению. Венд-кембрийский мегакомплекс со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на рифейском комплексе.

Региональные геофизические работы показали широкое развитие в пределах юго-запада Сибирской платформы (район ЮТЗ) процессов рифтогенеза в рифейское время и проявлений геодинамической активности земных недр в более позднее время. Все эти процессы привели к созданию сложно построенных Мадринского и Иркиннеево-Катангского рифтов, наиболее разуплотненная осевая часть которых окружена деформированными бортовыми склонами, пронизанными субвертикальными и наклонными зонами дезинтеграции, имеющими линейную, линейно-очаговую и очаговую формы пространственного расположения [1]. Эти рифты разделены межрифтовыми поднятиями (Юрубченское, Деланинское) и с запада ограничены крупным субмеридиональным поднятием, развитым в зоне глубинного разлома, пересекающего Сибирскую платформу с юго-запада на северо-восток. Юрубчено-Тохомская зона в региональном плане занимает значительную часть территории Мадринского рифта, Юрубченского и Деланинского поднятий и небольшую часть северных склонов Иркиннеево-Катангского рифта [2,3,4].

### **Архей – раннепротерозойский структурно-тектонический этаж**

Верхняя часть консолидированной коры, предположительно образованная архей-раннепротерозойским мегакомплексом, отделенная снизу отражающим горизонтом F, характеризуется слабо интенсивным волновым полем и фрагментарностью регулярных осей синфазности. Этот мегакомплекс, распространённый до глубин 13-31 км, по-видимому, представляет крупный этаж земной коры района, отличающийся повышенной дезинтегрированностью и, возможно, повышенной флюидонасыщенностью.



Особенностью консолидированной коры района является присутствие в её пределах довольно значительного числа субвертикальных и наклонных зон дезинтеграции, выраженных в поле отражённых волн в виде упорядоченных зон шириной 0.5-4 км с резким изменением характера сейсмической записи на общем однородном фоне сейсмического поля. Субвертикальные зоны, пронизывающие всю земную кору, большей частью созданы дилатансионными процессами и, возможно, в большинстве случаев контролируются крупными разломами, проникающими в нижние слои литосферы. В плане они имеют линейную (в основном) и очаговую (концентрическую) формы. Наклонные зоны дезинтеграции, по-видимому, сопровождают глубинные расколы.

### **Рифейский структурно-тектонический этаж**

Рифейский мегакомплекс, по результатам сейсмо- и секвентно-стратиграфического анализа сейсмической и скважинной информации, имеет клиноформное строение и разделён региональными несогласиями на пять (I-V) терригенно-карбонатных комплексов (структурных ярусов). Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов

Отражающий горизонт	Геологические маркеры
B	кровля тэтэрской свиты венда
R0	кровля рифея
Rk1	вблизи подошвы токурской свиты, кровля IV-го комплекса
Rk2	вблизи подошвы копчерской свиты, кровля III -го
Rk3	вблизи кровли мадринской свиты, кровля II-го комплекса
Rk4	внутри мадринской свиты, II-ой комплекс
Rk5	вблизи кровли вэдрэшевской свиты, кровля I-го комплекса

Сейсмокомплексы, отвечающие крупным циклам рифейского осадконакопления, представлены ниже:

- I (рифейский) сейсмокомплекс (суперсеквенс) отделён отражающим горизонтом Rk5 в кровле. По физической характеристике он идентичен верхней части консолидированной коры. В отдельных скважинах верхняя часть

комплекса вскрывается в выступах под предвендской поверхностью в виде интенсивно деформированных сланцеватых глин вэдрэшевской толщи.

- II (рифейский) сейсмокомплекс (суперсеквенс) мощностью от 0.5 до 2.5 км отделён отражающими горизонтами Rk3 (в кровле) и Rk5 (в подошве), которые соответствуют региональным несогласиям. Сложен преимущественно доломитовой толщей, содержащей пласты терригенных и карбонатно-терригенных пород. Верхнюю часть II комплекса образует карбонатно-терригенный подкомплекс II2, зачастую отделённый от нижележащего подкомплекса III отражающим горизонтом Rk4. Наиболее чётко комплекс выражен на карбонатных склонах, в северной и западной частях Куюмбинского участка почти сплошным маломощным чехлом перекрывает отложения I сейсмокомплекса. II рифейский комплекс формирует над субвертикальными зонами деструкции рифоподобные строматолитовые постройки.

- III (рифейский) сейсмокомплекс (суперсеквенс) с максимальной мощностью до 2 км отделён отражающими горизонтами Rk3 (в подошве) и Rk2 (в кровле), соответствующими региональным несогласиям. В составе комплекса выделяются три циклита (секвенса). На большей части территории района работ по сейсмическим данным подкомплексы трудно различаются и не выделяются.

Формирование комплекса, судя по сейсмическим изображениям и скважинным данным, началось с заполнения Мадринской палеодепрессии преимущественно карбонатными образованиями юрубченской толщи. Затем более молодые толщи комплекса, судя по трансгрессивному смещению вверх по разрезу к западу отражающих горизонтов в виде подошвенного налегания, в основном формировались в относительно мелководных условиях, постепенно заполняя палеобассейн.

- IV (рифейский) сейсмокомплекс (секвенс), с максимальной мощностью до 1.5 км, отделён отражающими горизонтами Rk2 (в подошве) и Rk1 (в кровле), соответствующими региональным несогласиям. Формирование IV комплекса происходило в условиях, аналогичных созданию III комплекса,

путём последующего постепенного заполнения Мадринской палеодепрессии. При этом бассейновые фации комплекса распространились на территорию карбонатной платформы. В юго-восточной части района III и IV комплексы формируют позднерифейскую карбонатную платформу, распространение которой к востоку пока не изучено.

- V (рифейский) сейсмокомплекс (секвенс) сложен токурской и ирэмэкэнской толщами. Комплекс заполняет наиболее прогнутые части Мадринского грабена.

Строение терригенно-карбонатных комплексов обусловлено проградацией карбонатной платформы с пологим склоном и разломной тектоникой.

### **Разломная тектоника**

В пределах района работ выделяются три кинематических типа разрывных дислокаций: надвиги, сдвиги, сбросы.

Надвиговые дислокации трансформированы из пологих листрических сбросов, формировавшихся в виде пластовых (субпослойных) срывов по внутриформационным глинистым разделам внутри клиноформных карбонатных толщ нижнего и среднего рифея в результате присдвигового растяжения вдоль крупных субширотных сдвигов. Наиболее интенсивное надвигообразование приурочено к концу среднего рифея, когда в условиях сжатия формировалась основная структура раннерифейских комплексов. Более поздние и фрагментарные надвиговые дислокации фиксируются в предвендское время. При этом в перемещения по надвигам могли быть вовлечены и пластины архей-протерозойского «фундамента».

Надвиговые дислокации Терской системы образуют серию наклонённых к юго-востоку и вытянутых в восточно-северо-восточном направлении пластин, фронтальные части которых, судя по данным сейсморазведки 2D, сильно изогнуты, иногда выдвинуты по поперечным сбросам на значительные расстояния.

Надвиговые дислокации являются частью крупной сдвиговой системы северо-восточного направления и поэтому из-за значительных горизонтальных перемещений часто по простиранию приобретают сбросовый облик.

Сдвиговые дислокации согласно сейсмическим материалам подразделяются на две ортогональные друг к другу системы: северо-восточную и восток-юго-восточную. Сдвиго-надвиговая система восток-юго-восточного направления состоит из зон хрупкопластического течения шириной 0.5-3.5 км, интенсивно дезинтегрированных густой сетью сбросовых дислокаций и обрамлённых обычно полосами аномальной трещиноватости. Субвертикальные зоны деструкции, формирующие сдвиговые зоны, наиболее интенсивно развивавшиеся в период триасовых процессов растяжения, пронизывают, в основном, наиболее литифицированную рифейскую толщу и, судя по данным глубинных МОГТ, всю земную кору, а также проникают в несколько меньшем масштабе и в венд-нижнепалеозойский структурный ярус.

Сдвиговая система является частью более крупной деструктивной системы глубинного разлома, пересекающего Сибирский кратон; состоит из листрических сбросов, формировавшихся в среднем рифее в результате рифтогенеза, и субвертикальных сбросо-сдвигов, образующих зоны значительной дезинтегрированности пород шириной 0.2-1.2 км (иногда до 2.5 км). В скважинах, пробуренных в пределах сбросо-сдвиговых зон и/или вблизи них (№№К-200, К-203, К-205), при анализе керн в доломитах отмечены субвертикальные трещины, стенки которых имеют шелковистую поверхность, характерную для сдвиговых деформаций при больших напряжениях.

Локальные сбросовые дислокации, развитые в рифейской толще, осложняют не только сдвиговые зоны, но и в некоторых случаях служат ограничениями отдельных блоков, грабенов и смещают в пространстве надвиговые зоны, границы структурных элементов ЮТЗ.

В целом деструктивная тектоника определяет характер внутреннего строения рифейского природного резервуара района работ и формирования зон аномальной трещиноватости.

## **Тектоническая схема рифейского структурно-тектонического этажа**

Рифейский осадочный мегакомплекс в пределах района разделен на ряд зональных структурных элементов, обладающих присущими только им структурными и структурно-вещественными характеристиками: Петимокскую, Куюмбинскую, Южно-Куюмбинскую, Мадринского грабена блоковые системы, Терскую надвиговую систему, Тахомо-Куюмбинский и Косвинский блоки.

Ниже приводится описание структурных элементов, характеризующих Терско-Камовский (северо-западный) лицензионный участок.

Блоковая система Мадринского грабена, ограниченная с севера и юга, соответственно, Камовским сдвиго-надвигом и Деланинским надвигом, протянувшаяся на 40 км при ширине в 20 км, соответствует наиболее погруженной части Мадринского прогиба, сложенной мощной (до 7.5 км) толщей рифейских пород. Структурные построения по отражающим горизонтам Rk2 и Rk1 свидетельствуют о значительной деформированности не только краевых частей блока, но и его внутренних секторов, где развиты крупные рифоподобные строматолитовые сооружения II рифейского комплекса.

Терская надвиговая система, занимающая большую часть Терско-Камовского (северо-западного) лицензионного участка, сформирована системой субширотных надвиговых структур, основным из которых является Деланинский надвиг, ограничивающий систему с севера. Южной границей системы служит зональный разлом, отделяющий ее от Косвинского блока. Субширотные надвиги формируют надвиговые пластины шириной в 8 км на всем протяжении участка. Судя по имеющейся информации по строению рифейских комплексов соседних с Куюмбинским Юрубченского, Кординского и Подпорожного участков, Деланинский и сопряженные с ним надвиговые дислокации протягиваются в их пределы и образуют региональную надвиговую систему, ограничивающую с юга Мадринскую рифтовую структуру. На структурной карте по отражающему горизонту Rk3 видно, что локальные

структурные элементы, в т.ч. и рифоподобные строматолитовые сооружения III рифейского комплекса, группируются вдоль надвиговых деформаций.

Косвинский блок, расположенный в южной части Терско-Камовского участка, пока недостаточно изучен, но по имеющимся данным его основной структурной формой является одноименное поднятие, имеющее глубинные «корни» и фиксирующееся, судя по структурным построениям во всех рифейских комплексах. Рифоподобные формы выявлены на данном этапе изученности в зоне локального субширотного надвига, ограничивающего Косвинское поднятие с севера.

Венд-кембрийский структурно-тектонический этаж

Вендский комплекс с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на образованиях рифея и, эпизодически, консолидированной коры. Суммарная мощность вендских отложений на территории района варьирует в пределах от 110 м до 270 м.

По подошве венд-кембрийских отложений (эрозионной поверхности) Куюмбинский и Терско-Камовский участки занимают центральную часть Камовского свода, выделяемого и осложняющего центральную осевую часть Байкитской антеклизы Сибирской платформы (рисунок 1.2).

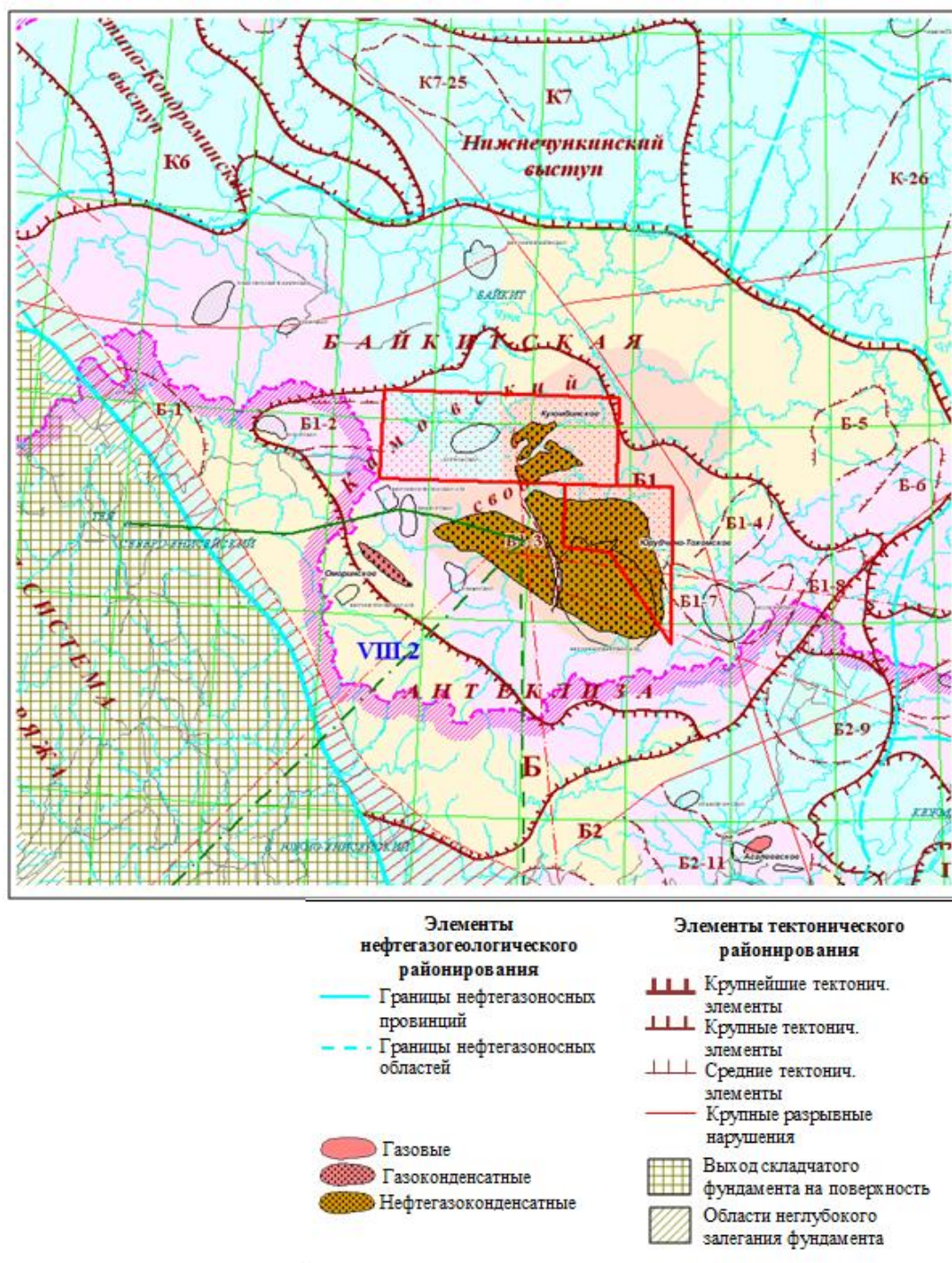


Рисунок 1.2 - Тектоническая схема венд-кембрийского структурно-тектонического этажа

Отложения венда облекают эрозионную поверхность рифейских комплексов и залегают в общем субпараллельно ей. Структурный план вендских отложений характеризуется поведением отражающего горизонта В, который совпадает с подошвой основного флюидуупора (соли усольской свиты) вендско-рифейского резервуара.



При сравнении структурных планов рифейских и вендских горизонтов видно их большое различие. Для рифейских отложений характерно сложное блоковое строение с большими смещениями блоков относительно друг друга по разломам и выведением на эрозионную поверхность различных толщ рифея и иногда гранито-гнейсового «фундамента». Структурные формы подсолевых вендских горизонтов плавные и малоконтрастные. Амплитуды прогибов между соседними локальными поднятиями составляют десятки метров.

Рельеф предвендской эрозионной поверхности, в сейсмическом поле отражающийся в виде горизонта R0, по сравнению с кровельной частью вендского комплекса более контрастен и расчленен на большее число локальных выступов с высотой до 30 м.

Вендский комплекс продуктивен в зонах развития крупных разломных дислокаций нижележащего рифейского мегакомплекса и эрозионных врезов в подвендской поверхности.

### **1.3 Нефтегазоносность разреза**

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение является сложным по своему геологическому строению [5,6]. Характерными особенностями месторождения являются:

- массивные типы залежей;
- значительная толщина продуктивной части пласта;
- высокая доля как эффективной, так и эффективной газонефтенасыщенной толщины;
- плохая коррелируемость разрезов скважин;
- наличие наклонных тектонических нарушений, затухающих к кровле.

Необходимо отметить, что месторождение является уникальным по возрасту продуктивных отложений. Нефтегазоносность связана с карбонатными отложениями рифея:

- пласт P1+2ad – нефтегазоконденсатные залежи;
- пласт P2ez – газовая залежь.



Региональным флюидоупором для залежей служат сульфатно-глинисто-карбонатные породы вендского возраста и галогенно-карбонатные породы усольской свиты нижнего кембрия. В качестве зональных флюидоупоров рассматриваются мадринские и токурские глины, разделяющие рифейские отложения на три пласта: P2ez, P1+2ad и P0. Глинистая пачка, залегающая в подошве венда и перекрывающая эрозионную поверхность, литологически не выдержана, её мощность на отдельных участках сокращается до 0.5 м.

По данным структурного анализа (на основе результатов исследования пластовых микроимджеров) были определены элементы залегания рифейских отложений: диапазон изменения угла падения пластов составил  $0.8^{\circ}$ - $30.0^{\circ}$  при среднем значении  $16.0^{\circ}$ . Азимут падения пластов – в основном Юг-Юго-Запад (рисунок.1.3).

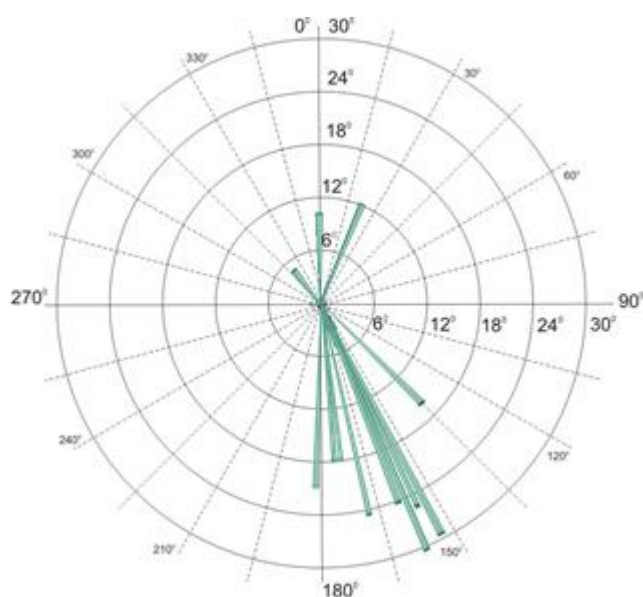


Рисунок 1.3 - Распределение величин углов падения рифейских отложений с учетом азимутов простираания

По результатам сейсмических работ установлено, что месторождение имеет блоковое строение. В пределах месторождения выделено 17 самостоятельных тектонических блоков: Куюмбинская группа залежей (2 блока), Южно-Куюмбинская группа залежей (10 блоков), Северо-Куюмбинская, Камовская залежи, Абракупчинский, Кординский и Западно-Кординский блоки.

Амплитуда тектонических нарушений, разделяющих блоки, достигает несколько сотен метров. Выявленные залежи относятся к тектонически-экранированному типу. Экранирующие свойства разломов доказаны отсутствием единого уровня флюидальных контактов для одного продуктивного пласта (установлено по результатам испытания скважин). Разница в отметках водонефтяных контактов на границах тектонических блоков достигает 100 м.

Литологически продуктивные отложения рифея сложены доломитами трещиноватыми и кавернозными с незначительными примесями глинистых минералов. Преобладающая роль в формировании карбонатных коллекторов принадлежит межблоковой трещино-каверновой пустотности. Матричная часть коллектора представлена низкопористой и низкопроницаемой породой и полностью насыщена водой.

Характеристики толщин залежей Куюмбинского месторождения приведены в таблице 1.2. Параметры рассчитаны с учетом следующего:

Характеристики представлены в пределах вскрытого разреза (ни одна из скважин не вскрыла подошву рифея).

Для коллекторов трещинного типа понятие эффективной толщины приобретает иной смысл, не присущий поровым коллекторам – предполагается, что трещиноватость охватывает весь объем залежи. Эффективные толщины в разрезах скважин определялись по данным ГИС. Учитывая отсутствие надежных прямых признаков трещинных коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС, в качестве основного критерия для определения эффективных толщин в разрезе рассматриваемых скважин использовалось значение граничной глинистости изучаемых отложений. Глинистость отложений оценивалась по данным ГК с использованием установленной по керну зависимости между весовой глинистостью (К<sub>гл</sub>) и двойным разностным параметром Δ<sub>ГК</sub>. К коллекторам отнесены породы с глинистостью ниже 10%. Основанием для выбора граничного значения глинистости явилось сопоставление данных ГИС и результатов испытания скважин.

По характеру насыщения площадь месторождения можно разбить на четыре зоны: водонефтегазовую, занимающую 42% от общей площади, водонефтяную – 53.2%, водогазовую – 2.1%, газовую – 2.7%.

### **Пласт P2ez.Северо-Куюмбинская залежь**

Залежь газовая, относится к пластовому тектонически-экранированному типу. Вскрыта тремя скважинами (№№ К-305, К-13 и Юр-116) и приурочена к отложениям II-го рифейского сейсмокомплекса.

Залежь со всех сторон ограничена разломами, закартированными по отражающему горизонту Rk5, соответствующему кровле вэдрэшевских глин. Амплитуда разломов по кровле вэдрэшевских глин достигает 800 м. В средней части залежь осложнена малоамплитудным разломом. В связи с тем, что экранирующие свойства разлома не доказаны (при испытании скв. №Юр-116 притоков не получено), залежь условно рассматривается как единая.

Условный ГВК для Северо-Куюмбинской залежи принят по нижним дырам интервала перфорации в скв. №К-305 на а.о. «- 2213 м», соответствующей подошве пласта. Высота залежи – около 220 м.

### **Пласт P1+2ad**

#### **Куюмбинская группа залежей**

Куюмбинская группа залежей связана с карбонатными отложениями, залегающими выше вэдрэшэвской свиты, разделена на два блока: западный (блок 1) и восточный (блок 2). Куюмбинская группа приурочена к отложениям II-го рифейского сейсмокомплекса.

#### *Блок 1*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная. Со всех сторон ограничена разломами, откартированными по данным сейсморазведки. Залежь вскрыта скважинами №№ К-1, К-6, К-12. ГНК для Блока 1 Куюмбинской залежи принят на а.о. «- 2119 м» по кровле интервала испытания с притоком нефти в скв. № К-6. Условный ВНК принят на а.о. «- 2264 м» по нижним дырам интервала перфорации в скв. №К-12,

Таблица 1.2 - Характеристики толщин залежей Куюмбинского месторождения

Параметр*	Показатели	Пласт P <sub>2ex</sub>		Пласт P <sub>1+2ad</sub>															
		Северо-Куюмбинская залежь	Куюмбинская группа залежей		Южно-Куюмбинская группа залежей										Камовская залежь	Западно-Кординский блок	Кординский блок	Абракупчинский блок	
			Блок 1	Блок 2	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4	Блок 5	Блок 6	Блок 7	Блок 8	Блок 9	Блок 10					
Общая толщина, м	Среднее значение	355.6	649.7	451.4	155.2	128.4	210.2	300.4	116.2	152.2	92.6	149.2	122.9	121.3	198.9	-	95.1	68.4	
	Кoeffициент вариации, д.ед.	0.432	0.397	0.578	-	0.032	0.736	1.091	0.089	-	-	0.102	-	-	0.336	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	180.9	364.0	266.9	-	125.5	129.2	70.0	108.9	-	-	138.4	-	-	151.6	-	-	-
		макс	469.0	865.0	636.0	-	131.3	556.4	1028.0	123.5	-	-	159.9	-	-	246.2	-	-	-
Эффективная толщина, м	Среднее значение	96.3	421.8	329.0	84.3	96.3	140.1	226.7	48.9	151.8	12.8	134.6	99.5	106.9	132.7	-	73.3	34.6	
	Кoeffициент вариации, д.ед.	0.289	0.340	0.443	-	0.184	0.604	0.991	0.508	-	-	0.149	-	-	0.042	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	76.6	256.2	225.9	-	83.8	70.4	45.0	31.3	-	-	120.4	-	-	128.8	-	-	-
		макс	115.9	505.9	432.1	-	108.8	322.2	715.3	66.4	-	-	148.8	-	-	136.6	-	-	-
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение	76.6	109.6	100.6	42.2	6.8	11.1	28.7	-	-	4.0	-	-	-	5.5	-	-	-	
	Кoeffициент вариации, д.ед.	-	0.128	0.083	-	1.305	0.789	0.466	-	-	-	-	-	-	0.006	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	94.5	94.7	-	0.1	0.1	5.9	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	
		макс	-	122.1	106.5	-	14.9	27.1	39.1	-	-	-	-	-	12.1	-	-	-	
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	107.9	123.8	29.1	47.5	47.5	72.0	21.9	93.2	9.1	23.0	77.1	53.8	85.7	31.7	30.4	17.7	
	Кoeffициент вариации, д.ед.	-	0.324	0.085	-	0.388	0.264	0.341	0.612	-	-	0.111	-	-	0.070	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	71.3	116.3	-	29.6	27.9	39.4	12.4	-	-	21.2	-	-	-	-	-	
		макс	-	141.0	131.2	-	57.2	62.6	102.4	31.3	-	-	24.8	-	-	-	-	-	
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	204.3	209.3	13.0	33.4	81.0	187.9	54.0	58.6	-	111.6	22.4	54.9	30.1	-	42.9	16.9	
	Кoeffициент вариации, д.ед.	-	0.668	-	-	0.919	1.078	1.454	-	-	-	0.157	-	-	-	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	50.3	-	-	11.7	15.4	43.1	-	-	-	99.2	-	-	-	-	-	
		макс	-	309.9	-	-	55.1	269.1	675.9	-	-	-	124.0	-	-	-	-	-	

\* - параметры представлены в пределах вскрытого разреза

при испытании которого получен приток нефти дебитом 1.6 м<sup>3</sup>/сут. Высота газовой части залежи составляет 150 м, нефтяной – 145 м.

#### *Блок 2*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная. Со всех сторон ограничена разломами, в основном откартированными по данным сейсморазведки. Лишь на отдельных небольших участках разлом, ограничивающий залежь с юго-востока, протрассирован условно. Залежь вскрыта скважинами №№ К-2 и К-14.

ГНК для Блока 2 Куюмбинской залежи принят на а.о. «- 2103 м», соответствующей подошве интервала испытания, из которого получен газ в скв. №К-2, и кровле интервала испытания с нефтью в скв. №К-14. ВНК в залежи не вскрыт, условно принят по забою скв. №К-2 на а.о. «- 2271 м», где в открытом стволе получен безводный приток нефти дебитом до 177 м<sup>3</sup>/сут. Высота газовой части залежи – около 115 м, нефтяной – около 170 м.

#### **Южно-Куюмбинская группа залежей**

Южно-Куюмбинская группа объединяет 10 залежей, связанных с самостоятельными тектоническими блоками. Блоки закартированы по сейсмическим данным по ОГ Rk5 и Rk3.

#### *Блок 1*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями. Вскрыта одной скважиной №К-205. ГНК принят на а.о. «- 2045 м» по кровле интервала перфорации, из которого получен приток нефти. ВНК принят на а.о. «- 2117 м» посередине между нижними дырами перфорации нефтяного интервала (а.о. «- 2104 м») и верхними дырами интервала перфорации, из которого получен приток воды (а.о. «- 2131 м»). Высота газовой части залежи – около 50 м, нефтяной – около 70 м.

#### *Блок 2*

Залежь нефтегазовая пластовая, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями. Вскрыта скважинами №№К-218 и К-237. При

испытании прикровельной части рифейских отложений в интервале а.о. – 2023-2033 м, получен приток нефти с низким газовым фактором. По результатам испытаний скв.К-237 ГНК принят на а.о. -2020,5 м (по кровле нефтенасыщенных коллекторов). ВНК принят на а.о. «- 2110 м» по нижним дырам интервала перфорации скв. № К-218, из которого получен безводный приток нефти. Высота газовой части залежи 17м, нефтяной –89,5 м.

#### *Блок 3*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями. Залежь вскрыта скважинами №№ К-9, К-203, К-208, К-211, К-217, К-219, К-220, 101, 102Н, 201, 202 и 204. ГНК принят на а.о. -2006м по нижним дырам интервала перфорации в скв. К-208. ВНК принят на а.о. «- 2079 м» посередине между подошвой низкодебитного нефтяного интервала в скв. № К-203 (а.о «- 2077 м») и кровлей чистоводяного интервала в скв. №К-219 (а.о. «- 2082 м»). Высота газовой части залежи –25- м, нефтяной части –72 м.

#### *Блок 4*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная; с трех сторон ограничена тектоническими нарушениями, с юго-востока – ВНК. Залежь вскрыта скважинами №№ К-8, К-10, К-200, К-213, К-214, К-215, Юр-102, Юр-103. Условный ГНК принят на а.о. «- 1984.5 м» посередине между нижними дырами перфорации газового интервала в скв. №К-215 и верхними дырами перфорации нефтяного интервала в скв. №К-200.

Условный ВНК Блока 4 принят на а.о. «- 2087 м» по нижним дырам интервала перфорации в скв. №Юр-102. Высота газовой части залежи – 44.5 м, нефтяной – около 102.5 м.

#### *Блок 5*

Залежь нефтяная, тектонически-экранированная, массивная, со всех сторон ограничена разломами. Вскрыта скважинами №№ К-225 и К-228. ВНК принят на а.о. «- 2145 м» по нижним дырам нефтяного интервала испытания в скв. № К-225. Высота залежи – около 50 м.

### *Блок 6*

Залежь нефтяная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена разломами. Залежь вскрыта скв. К-212, при испытании которой из интервала с а.о. – 2127,8 -2137,8 м получен приток жидкости дебитом 28,5м<sup>3</sup>/сут, из которых 1,7 м<sup>3</sup>/сут нефти. ВНК принят на а.о. -2137,8 м по подошве интервала испытания. Высота залежи – 98 м.

### *Блок 7*

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена тектоническими нарушениями. Вскрыта скважиной №К-206. Условный ГНК залежи принят на а.о. «- 2038 м» посередине между подошвой газового интервала и кровлей интервала, в котором получена пленка нефти. Условный ВНК залежи принят на а.о. «- 2135 м» по кровле интервала испытания с пленкой нефти. Высота газовой части залежи – около 50 м, нефтяной – около 100 м.

### *Блок 8*

Залежь нефтяная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена разломами. Часть залежи выходит на Кординский участок. Залежь вскрыта скв. №№ К-229, К-232. ВНК для залежи принят на а.о. «- 2107 м» посередине интервала испытания с а.о. «- 2104-2111 м» в скв. №К-232, из которого получен приток нефти с пластовой водой. Высота залежи – 28 м.

### *Блок 9*

Залежь нефтяная, массивная, тектонически-экранированная, со всех сторон ограничена разломами. Вскрыта скважиной №К-235. ВНК принят на а.о. «- 2160 м» по нижним дырам интервала перфорации, из которого получен приток нефти. Высота залежи – 93 м.

### *Блок 10*

Залежь блока вскрыта одной скв.К-231. ВНК принят на а.о. – 2100 м по кровле интервала перфорации, из которого получен приток воды (1,07м<sup>3</sup>/сут) с пленкой нефти. При испытании прикровельной части рифейских отложений в скв. К-231 получен приток нефти без газа, соответственно газовая шапка в

блоке отсутствует. Залежь нефтяная тектонически-экранированная массивная, со всех сторон ограничена разломами. Высота залежи 46м.

### **Камовская залежь**

Залежь нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная, с севера и запада ограничена разломами, с юга – ВНК.

От более северной части Куюмбинского месторождения Камовская залежь отделена разломом, амплитуда которого около 500 м. От Терской группы залежей Юрубчено-Тохомского месторождения отделена грабенообразным прогибом, выполненным глинистыми отложениями токурской свиты и карбонатными отложениями ирэмэкэнской свиты, в которой залежей до настоящего времени не выявлено. Залежь вскрыта скв. №№ К-221 и К-227. В скв. К-227 при испытании интервала перфорации 2502-2506 м (-1996,6-2000,7 м) получен приток нефти плотностью 0,81 г/см<sup>3</sup> дебитом 20,7м<sup>3</sup>/сут, дебит газа 53,8 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В скв. К-221 при совместном испытании интервалов перфорации 2404-2408 м (а.о.-1995-1999 м) и 2412-2416 (а.о.-2002,5-2006,5 м) получен приток нефти плотностью 0,815 г/см<sup>3</sup>. Дебит нефти на штуцере Ø 5,2 мм составил 14,8 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа 1,35 тыс. м<sup>3</sup>/сут. ГНК условно принят на а.о. «- 1995 м» по кровле интервала испытания в скв. № К-221, в котором получен приток нефти.

ВНК принят условно на а.о. «- 2107 м» по подошве интервала испытания в скв. № К-221, в котором получен низкодебитный приток нефти. Высота газовой части залежи – около 10 м, нефтяной – 112 м.

### **Кординский блок**

Залежь вскрыта одной скважиной № Крд-1 на востоке Куюмбинского месторождения. Скважина была заложена вне принятого ранее контура нефтеносности. Как и все залежи Куюмбинского месторождения она тектонически-экранированная, массивная. В скв. К№ рд-1 испытано пять объектов. Притоки нефти при испытании получены в верхних трех объектах (III-V) и составили от 3,7 до 10,5 м<sup>3</sup>/сут при обводненности от 5 до 70%. I объект в интервале перфорации -2735-2742 м (а.о.-2249,3 -2256,3) – «сухой».



При испытании II объекта в интервале перфорации 2717-2725 м.(а.о. -2231,3-2239,3 м) получен приток пластовой воды плотностью 1,17 г/см<sup>3</sup> с тонкой пленкой нефти макс. дебитом 2,31 м<sup>3</sup>/сут при СДД = 141,97 атм. (замеренном на глубине 2695 м). При испытании III объекта в интервале перфорации 2699-2714 м (а.о.-2213,3-2228,3 м) по результатам проведенных ГДИ получен непереливающий совместный приток нефти, плотностью 0,836 г/см<sup>3</sup> и пластовой воды, плотностью 1,18 г/см<sup>3</sup>. Дебит нефти составил 5,0 м<sup>3</sup>/сут, при среднем забойном давлении 207,49 кгс/см<sup>2</sup>, при этом дебит пластовой воды составил 0,64м<sup>3</sup>/сут. В процессе освоения скважины произошло постепенное падение дебитов нефти за счет ее оттеснения пластовыми водами. Проведенные дважды водоизоляционные работы устойчивого результата не дали.

Объект нефтенасыщенный с поступлением пластовой воды из нижележащей водонасыщенной части разреза по вертикальным и субвертикальным трещинам раздренированным в процессе испытания и кислотных обработок.

При испытании IV объекта в интервале 2673,5-2684,5 м (а.о. -2187,8-2198.8 м) получен фонтанный совместный приток нефти, дебитом 10,5 м<sup>3</sup>/сут, и пластовой воды дебитом 15,7 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа 1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При испытании V объекта в интервале перфорации 2663-2672 м (а.о.-2177,3-2186,3 м) получен совместный приток пластовой воды и нефти общим дебитом 9,3 м<sup>3</sup>/сут. Дебит нефти 3,7 м<sup>3</sup>/сут, дебит воды 5,6 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят на а.о.-2228 м по нижним дырам интервала перфорации III объекта. Высота нефтяной части составила – 52 м.

### **Абракупчинский блок**

Залежь вскрыта одной скважиной № Абр-1 северо-восточнее Кординского блока. Скважина была заложена вне принятого ранее контура нефтеносности. Как и все залежи Куюмбинского месторождения она тектонически-экранированная по типу массивная.

В скв. № Абр-1 испытаны три объекта. Во всех трех объектах при испытании получены притоки нефти от 6,9 до 3,1 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 30%.

При этом по результатам проведенных гидродинамических исследований наиболее низкого II объекта в интервале перфорации 2713-2720 м (а.о. -2306,3-2313,3 м) получен непереливающий совместный приток пластовой воды плотностью 1,165 г/см<sup>3</sup> и нефти плотностью 0,826 г/см<sup>3</sup> с общим дебитом 4,7 м<sup>3</sup>/сут при среднем забойном давлении 215,3 атм. В том числе, дебит нефти 3,5 м<sup>3</sup>/сут, дебит пластовой воды 1,2 м<sup>3</sup>/сут. В процессе освоения произошло падение дебитов нефти до 0,03 м<sup>3</sup>/сут за счет оттеснения её пластовой водой и, соответственно, обводненность продукции выросла с 27 до 99%. Дебит пластовой воды при этом достигал 12,3 м<sup>3</sup>/сут.

Результаты исследования скважины свидетельствуют о том, что объект нефтяной, находящийся на границе ВНК.

ВНК принят на а.о. -2313 м по нижним дырам интервала перфорации. Высота нефтяной части составила – 38 м.

### **Западно-Кординский блок**

Залежь вскрыта одной скважиной № Крд-2 на востоке Куюмбинского месторождения. Как и все залежи Куюмбинского месторождения она тектонически-экранированная со всех сторон, массивная.

ВНК принят на а.о. -2168.8 м по нижним дырам интервала перфорации. Высота нефтяной части составила – 53 м.

## **2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения**

### **2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

Куюмбинское месторождение открыто в 1972 г. Параметрической скважиной № К-1. По состоянию на 01.01.2013 г. Месторождение находится на этапе проведения опытно-промышленных работ с целью подготовки к промышленному освоению. С 1998 г. на месторождении организована пробная периодическая эксплуатация разведочных скважин. Периодичность эксплуатации связана, в первую очередь, с отсутствием системы сбора и удаленности от действующих магистральных трубопроводов, вывоз продукции осуществляется автотранспортом в зимний период и по рекам – в летний в течение семи месяцев в году.

Периодический режим работы скважин на месторождении ограничивает проведение необходимых исследований и получение полноценной промысловой информации, на основании которой можно достоверно судить об энергетическом потенциале пластов, характере перемещения ВНК и ГНК.

Первым проектным документом на разработку Куюмбинского месторождения является «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Куюмбинского месторождения» [7], утвержденная протоколом ЦКР Роснедра № 3018 от 09.07.2003 г. сроком на шесть лет (с 2003 по 2008 гг.). Принципиальные положения утвержденного варианта разработки:

Формирование двух участков опытно-промышленных работ с расположением скважин по квадратной сетке 1000х1000 м.

Северный участок – в районе скважины № К-2 (Куюмбинская залежь), состоящий из одной разведочной (№ К-2), одной наклонно-направленной и двух горизонтальных скважин с размещением горизонтальных участков в два яруса.

Южный участок – в районе скважины № К-217 (залежь Южно-Куюмбинская II), состоящий из одной разведочной (№ К-217), одной наклонно-направленной и двух горизонтальных скважин с проводкой горизонтальных участков в средней части разреза продуктивного пласта.

Направление горизонтальных скважин на участках закладывалось исходя из предполагаемого направления трещиноватости коллектора таким образом, чтобы один из стволов располагался параллельно, а другой – перпендикулярно простиранию трещин. Такой способ размещения выбран для оценки влияния направления горизонтальных стволов (относительно направления трещиноватости) на показатели эксплуатации.

На полное развитие был утвержден вариант на основе горизонтальных скважин с длиной ствола 350 м., с размещением по площади по площади залежей равномерной квадратной сеткой 707x707 м., система воздействия – внутриконтурная избирательная. Бурение предполагалось осуществлять в два этапа – на первом по квадратной сетке 1000x1000 м., на завершающей стадии (второй этап) - уплотняющее бурение боковых стволов из скважин, выполнивших свое проектное назначение, позволяющее реализовать квадратную сетку 707x707 м.

Рекомендации проектного документа по бурению скважин, в том числе и горизонтальных, не были выполнены за установленный период. Отставание по действующему эксплуатационному фонду составило: 2003 г. – 1 скв., 2004 г. – 3 скв., 2005 г. – 3 скв. К концу 2006 года в работе осталась одна скважина № К-2. Поставленные задачи по исследованию скважин в условиях трещинного пласта не были выполнены. Основная причина допущенного отклонения от проекта в проведении буровых работ на месторождении заключается в отставании реализации системы наземного обустройства и транспорта.

В 2007 году специалистами ЗАО «ТИНГ» выполнена «Технологическая схема разработки Куюмбинского месторождения в границах Куюмбинского лицензионного блока» [8], протокол ЦКР Роснедра № 4027 от 12.07.2007 г.

«Технологическая схема...» утверждена по третьему варианту разработки с выделением периода опытно-промышленных работ с 2007 по 2013 гг. с обязательным условием испытания технологии закачки газа в пласт. Предложенная технология, согласно представленным расчетам, обеспечит по

промышленной категории запасов в целом по месторождению достижение КИН 0.389. Принципиальные положения утвержденного варианта разработки:

- Выделение одного эксплуатационного объекта – пласты рифейского яруса;

- Система разработки на полное развитие – обращенная девятиточечная с расстоянием между скважинами 707 м;

- Конструкция добывающих скважин - горизонтальные с длиной горизонтального участка ствола 350 м., размещение горизонтальных участков в два яруса;

- Конструкция нагнетательных скважин – наклонно-направленные, для совместной закачки воды и газа;

- На завершающей стадии разработки предусмотрено бурение боковых горизонтальных стволов.

Общий фонд скважин – 1 474, в том числе добывающих – 747 (из них 727 горизонтальных), нагнетательных – 706 (из них горизонтальных с отработкой на нефть – 526, в т.ч. для закачки газа – 336, для закачки воды - 190), наклонно-направленных для закачки для совместно-раздельной закачки воды и газа – 180.

Фонд скважин для бурения – 1 437, в том числе добывающих – 731 (из них горизонтальных - 726), нагнетательных – 706 (из них горизонтальных с отработкой на нефть – 526, в т.ч. для закачки газа – 336, для закачки воды - 190), наклонно-направленных для закачки для совместно-раздельной закачки воды и газа – 180. Бурение 362 боковых горизонтальных стволов.

Формирование трех участков опытно-промышленных работ с размещением скважин по квадратной сетке 1000x1000 м. В качестве первоочередного для испытания технологии газового воздействия выделить участок ОПП-1.

Участок ОПП-1 (район скважин №№ К-219, К-211). Фонд скважин для бурения – 19. В том числе: добывающих - 16 (из них горизонтальных – три (длина горизонтального участка 350 м.), одна (500 м.), девять (700 м.), две

(двуствольные с длиной горизонтального участка 700 м.)), нагнетательных – три (для закачки воды и газа – две, воды - одна).

Участок ОНР-2 (район скважины № К-217). Фонд скважин для бурения – восемь. В том числе добывающих - семь (из них горизонтальных – одна (500 м.), пять (100 м.), одна (1000 м.)), нагнетательных – одна (для закачки воды и газа).

Участок ОНР-3 (район скважины № К-2). Фонд скважин для бурения – 11. В том числе добывающих – девять (из них горизонтальных – четыре (700 м.), одна (1000 м.)), нагнетательных – две (из них для закачки воды и газа – одна, воды - одна).

В соответствии с новыми положениями о рассмотрении проектной документации на разработку месторождений, документ с таким статусом и форматом отсутствует, в связи с этим, в 2010 г. была представлена работа в качестве «Дополнения к технологической схеме разработки Куюмбинского месторождения», протокол ЦКР Роснедра № 5057 от 10.02.2011 г., являющаяся действующим проектным документом на разработку месторождения.

«Дополнение к технологической схеме...» утверждено по второму варианту разработки с выделением периода опытно-промышленных работ с 2010 по 2016 гг.

Основные положения:

- Выделение одного эксплуатационного объекта – пласты рифейского яруса;
- Размещение скважин по квадратной сетке 1000x1000 м;
- Конструкция добывающих скважин - горизонтальные с длиной горизонтального участка ствола 700 м., ориентация стволов перпендикулярно преимущественному направлению латеральной трещиноватости;
- Интервалы проводки ГС: ВНЗ - третья четверть нефтенасыщенного разреза, ВНЗ - вторая четверть нефтенасыщенного разреза;
- Бурение добывающих скважин на депрессии, эксплуатация в открытом стволе при депрессии 2 МПа;

- Размещение нагнетательных скважин по квадратной сетке с расстоянием 2830x2830 м;

- Конструкция нагнетательных скважин – наклонно-направленные;

- Закачка попутно добываемой воды в подошвенную часть разреза (ниже ВНК), закачка газа - в газовую шапку.

Разработка газоконденсатной шапки предполагается с 2034 г., после отбора 80 % запасов нефти подгазовой зоны, переводом 80 нефтяных скважин в добывающий газовый фонд и бурением 12 газовых скважин.

Общий фонд скважин – 1 712, в том числе добывающих нефтяных – 1 461(из них ГС - 1 270, двуствольных ГС - 170), добывающих газовых - 12, нагнетательных – 210, ликвидированных – 29.

Фонд скважин для бурения – 1 663, в том числе добывающих нефтяных – 1 443 (из них ГС - 1 269, двуствольных ГС - 170), добывающих газовых - 12, нагнетательных – 208.

Достижение КИН в целом по месторождению по категории С1 - 0.342 при Кыт - 0.600, Кохв - 0.570. Достижение КИК (С1+С2) - 0.740.

Выделение двух участков опытно-промышленных работ с размещением скважин по квадратной сетке 1000x1000 м.

Участок ОПП-1 (район скважин №№ К-219, К-211). Фонд скважин для бурения – 19. В том числе: добывающих нефтяных - 19 (из них ГС – одна (длина горизонтального участка 300 м.), две (500 м.), четырнадцать (700 м.), две (двуствольные с длиной горизонтального участка 700 м.)).

Участок ОПП-2 (район скважины № К-217). Фонд скважин для бурения – восемь. В том числе добывающих нефтяных - восемь (из них ГС – четыре (700 м.), ННС - четыре).

## **2.2 Сравнение проектных и фактических показателей разработки**

Обобщенное сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению за анализируемый период приводится в таблице 2.1 (2008-2010 года ) в таблице 2.2 (2011-2012 года ).

Таблица 2.1 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2008 - 2010 года

№ п/п	Показатели	2008	2009	2010			
		Проект	Факт	Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего, тыс. т	55.3	31.4	59.9	32.6	32	32.6
2	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	55.3	26.5	57.7	32.6	28.9	31.7
3	из новых скважин, тыс. т	0.0	4.9	2.2	0.0	3.1	0.9
4	мех. способом, тыс. т	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	0	3	2	0	2	2
6	В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.	0	0	1	0	1	0
7	из разведочного бурения, шт.	0	3	0	0	0	0
8	переводом из других категорий, шт.	0	0	0	0	1	2
9	Среднесут. дебит нефти н. скважины, т/сут.	0.0	33.3	6.7	0.0	21.0	6.3
10	Ср. число дней работы н. скважины, дни	0.0	49.0	165.0	0.0	75.0	71.0
11	Ср. глубина новой скважины, м	0	2688	3 000	0	3000	3092
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0.0	0.0	6.0	2.6	3.0	0.0
13	В том числе: добывающих скважин, тыс. м	0.0	0.0	3.3	0.0	3.0	0.0
14	вспом. и спец. скважин, тыс. м	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	нагн. скважин, тыс. м	0.0	0.0	2.7	2.6	0.0	0.0
16	Расч. вр. работы н. скв. пред. года в данном г., дни	659.0	91.0	0.0	435.0	0.0	0.0
17	Расч. доб. нефти из н. скв. пред. года в дан/ г., тыс. т	3.0	4.6	0.0	8.6	0.0	0.0
18	Доб. нефти из переход. скв. пред. г., тыс. т	25.2	23.4	55.3	26.5	32.6	32.6
19	Расч. доб. нефти из переход. скв. данного г., тыс. т	28.2	28.0	55.3	35.1	32.6	32.6
20	Ожид. доб. нефти из переход.скв. данного г., тыс. т	55.3	26.5	57.7	32.6	28.9	31.7
21	Изм. доб. нефти из переход. скв., тыс. т	27.1	-1.5	2.4	-2.5	-3.7	-0.9
22	Процент изм. доб. нефти из переход. скв., %	95.9	-5.4	4.3	-7.1	-11.4	-2.7
23	Мощность новых скважин, тыс. т	0.0	36.6	2.2	0.0	15.3	4.6
24	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	0	0	0	1	1	2
25	В том числе под закачку, шт.	0	0	0	0	0	1
26	Фонд добывающих скважин на конец года шт.	6	8	8	7	9	7
27	В том числе нагнетательных в отработке, шт.	0	0	1	0	0	0
28	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	6	8	8	7	9	7
29	Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	1
30	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	85.3	78.0	79.9	61.8	45.0	72.4
31	Средний дебит перех. скважин по жидкости, т/сут	85.3	88.1	98.1	61.8	44.0	78.5
32	Средний дебит н. скважин по жидкости, т/сут	0.0	33.3	6.9	0.0	57.1	22.8
33	Средний дебит действ. скважин по нефти, т/сут	42.0	39.2	36.4	21.8	17.9	25.0
34	Средний дебит перех. скв. по нефти, т/сут	42.0	40.6	43.8	21.8	17.6	27.3
35	Добыча жидкости всего, тыс.т	112.4	62.5	131.6	92.6	80.7	94.3
36	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	395.8	326.8	527.4	419.4	500.1	513.7
37	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	228.4	195.6	288.3	228.2	260.2	260.8
38	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
39	Отбор от утв. извлекаемых запасов, %	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2



Таблица 2.2 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки за 2011 - 2012 года

№ п/п	Показатели	2011		2012	
		Проект	Факт	Проект	Факт
1	Добыча нефти всего, тыс. т	32	32	32.1	22.2
2	В том числе: из переходящих скважин, тыс. т	30.2	27.2	29.9	20.1
3	из новых скважин, тыс. т	1.8	4.9	2.2	2.2
4	мех. способом, тыс. т	0.0	0.7	0.0	0.6
5	Ввод новых добывающих скважин всего, шт.	1	3	1	2
6	В том числе: из эксплуатационного бурения, шт.	0	2	1	1
7	из разведочного бурения, шт.	0	1	0	0
8	переводом из других категорий, шт.	1	0	0	1
9	Среднесут. дебит нефти н. скважины, т/сут.	15.3	32.6	74.0	14.8
10	Ср. число дней работы н. скважины, дни	120.0	50.0	30.0	74.0
11	Ср. глубина новой скважины, м	0	3173	1150	2867
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	0.0	6.3	2.3	2.9
13	В том числе: добывающих скважин, тыс. м	0.0	6.3	2.3	2.9
14	вспом. и спец. скважин, тыс. м	0.0	0.0	0.0	0.0
15	нагн. скважин, тыс. м	0.0	0.0	0.0	0.0
16	Расч. вр. работы н. скв. пред. года в данном г., дни	339.0	165.0	263.0	338.0
17	Расч. доб. нефти из н. скв. пред. года в дан/ г., тыс. т	7.1	0.7	4.0	9.6
18	Доб. нефти из переход. скв. пред. г., тыс. т	28.9	31.7	30.2	27.2
19	Расч. доб. нефти из переход. скв. данного г., тыс. т	36.0	32.4	34.2	36.8
20	Ожид. доб. нефти из переход. скв. данного г., тыс. т	30.2	27.2	29.9	20.1
21	Изм. доб. нефти из переход. скв., тыс. т	-5.8	-5.3	-4.3	-16.7
22	Процент изм. доб. нефти из переход. скв., %	-16.2	-16.2	-12.7	-45.4
23	Мощность новых скважин, тыс. т	5.6	35.7	27.0	10.8
24	Выбытие добывающих скважин всего, шт.	3	0	0	2
25	В том числе под закачку, шт.	0	0	0	0
26	Фонд добывающих скважин на конец года шт.	7	10	8	10
27	В том числе нагнетательных в отработке, шт.	0	0	0	0
28	Действ. фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	10	8	6
29	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	0	0	0	1
30	Фонд механизированных скважин, шт.	0	1	0	2
31	Средний дебит действ. скважин по жидкости, т/сут	65.5	53.7	78.6	33.9
32	Средний дебит перех. скважин по жидкости, т/сут	71.4	56.1	78.6	36.2
33	Средний дебит н. скважин по жидкости, т/сут	35.8	32.7	78.5	18.8
34	Средний дебит действ. скважин по нефти, т/сут	44.3	22.4	53.0	19.4
35	Средний дебит перех. скв. по нефти, т/сут	50.1	21.2	52.0	20.1
36	Добыча жидкости всего, тыс.т	47.3	76.8	47.5	38.8
37	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т	547.4	590.5	594.9	629.3
38	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	292.2	292.8	324.3	315.1
39	Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0.001	0.001	0.001	0.001

2008 год. Фактическая добыча нефти составила 31.4 тыс.т., что ниже проектного показателя (55.3 тыс.т) на 23.9 тыс.т. Фактическая добыча жидкости 62.5 тыс.т. также ниже проектного значения (112.4 тыс.т.) на 49.9 тыс.т., обводненность продукции по факту (49.8%) находится в соответствии с проектным показателем (50.8%). Фактические дебиты нефти и жидкости (39.2 и 78.0 т/сут соответственно) ниже проектных величин (42 и 85.3 т/сут соответственно). Действующий добывающий фонд превышает проектный на две скважины. Эксплуатация скважин осуществлялась фонтанным способом в соответствии с проектными решениями.

В 2008 году проектным документом не предусматривалось увеличение действующего фонда скважин, в то же время, Недропользователь осуществил ввод в пробную эксплуатацию трех пробуренных ранее разведочных скважин (№№ К-212, К-214, К-225) с целью изучения добывных характеристик объекта за границами участков ОПР.

Допущенное отставание от проектного уровня добычи нефти при пониженных дебитах и большем фонде добывающих скважин объясняется низким значением коэффициента эксплуатации (0.44). Основную роль в формировании этого значения сыграли разведочные скважины, введенные в эксплуатацию в этом году.

2009 год. Фактическая добыча нефти составила 32.6 тыс.т., что ниже проектного показателя (59.9 тыс.т). Добыча жидкости 92.6 тыс.т. также ниже проектного значения (131.6 тыс.т.), обводненность продукции по факту (64.8%) превышает проектную (54.4%) на 10%. Фактические дебиты нефти и жидкости (21.8 и 61.8 т/сут соответственно) ниже проектных величин (36.4 и 79.9 т/сут соответственно). Начата пробная закачка воды в пласт через одну скважину: средняя приемистость составила 400.7 м<sup>3</sup>/сут при годовом объеме закачанного агента 62.9 тыс.м<sup>3</sup>. Количественно, фактический действующий добывающий фонд на одну скважину ниже проектного.

Проектными решениями в 2009 году предусматривалось бурение и ввод в эксплуатацию двух новых скважин: одной добывающей (скв № 101, с

горизонтальным окончанием) и одной нагнетательной (скв № 102Н, ввод в эксплуатацию с отработкой на нефть). Фактически бурение обозначенных скважин было выполнено. Так, нагнетательная скважина № 102Н закончена бурением 08.01.2009 г. и введена в эксплуатацию без отработки на нефть. Добывающая скважина № 101 закончена бурением 17.09.2009 г. и введена в эксплуатацию только в 2010 г.

Причина недостижения проектных уровней добычи нефти в 2009 году заключается в более низких фактических дебитах добывающих скважин, что вызвано, в первую очередь, отставанием ввода в эксплуатацию горизонтальной скважины № 101, также свою роль сыграли и значения коэффициентов эксплуатации фонда.

2010 год. Фактическая добыча нефти составила 32.6 тыс.т., что соответствует проектной (32.0 тыс.т). Фактическая добыча жидкости 94.3 тыс.т. превышает проектное значение (80.7 тыс.т.) на 13.6 тыс.т., обводненность продукции по факту (65.4%) находится в соответствии с проектным показателем (60.3%). Фактические дебиты нефти и жидкости (25.0 и 72.4 т/сут соответственно) выше проектных величин (17.9 и 45.0 т/сут соответственно). Средняя приемистость составила 247 м<sup>3</sup>/сут, проектная - 162.5 м<sup>3</sup>/сут, что в 1.5 раза выше проектной, при годовом объеме закачанного агента 59.2 тыс.м<sup>3</sup> (проект - 40.3 тыс.м<sup>3</sup>). Действующий добывающий фонд ниже проектного на две скважины.

В 2010 году, согласно действующему проектному документу, была выполнена расконсервация разведочной скважины № К-221, осуществление пробной закачки в скважине № К-219, а так же ввод в эксплуатацию горизонтальной скважины № 101.

Превышение проектных уровней при меньшем добывающем фонде скважин объясняется вводом в эксплуатацию горизонтальной скважины, увеличением коэффициента эксплуатации до 0.7.

2011 год. Фактическая добыча нефти составила 32.0 тыс.т., что соответствует проектной (32.0 тыс.т). Фактическая добыча жидкости 76.8 тыс.т.

превышает проектное значение (47.3 тыс.т.) на 29.5 тыс.т., обводненность продукции по факту (58.5%) превышает проектную (32.3%) на 26.2 %. Фактические дебиты нефти и жидкости (22.4 и 53.7 т/сут соответственно) ниже проектных величин (44.3 и 65.5 т/сут соответственно). Средняя приемистость составила 184.8 м<sup>3</sup>/сут, что в 4 раза больше проектной (44.8 м<sup>3</sup>/сут), при годовом объеме закачанного агента 48.7 тыс.м<sup>3</sup> (проект - 14 тыс.м<sup>3</sup>). Действующий добывающий фонд выше проектного на три скважины.

В 2011 году выполнены бурение и ввод в эксплуатацию трех новых скважин: одной поисково-оценочной (скв № К-237) и двух эксплуатационных (скв. №№ 201 с горизонтальным окончанием ствола, 202). Так, эксплуатационные добывающие скважины №№ 201, 202 закончены бурением в апреле и сентябре 2011 г. и введены в эксплуатацию. Добывающая скважина № К-237 закончена бурением 25.01.2011 г. и введена в эксплуатацию.

Понижение фактических дебитов по отношению к проектным обусловлено регулированием режимов эксплуатации действующего фонда.

2012 год. Фактическая добыча нефти составила 22.2 тыс.т., что ниже проектной (32.1 тыс.т) на 9.9 тыс.т. Фактическая добыча жидкости 38.8 тыс.т. ниже проектного значения (47.5 тыс.т.) на 8.7 тыс.т., обводненность продукции по факту (42.7%) превышает проектную (32.5%) на 10 %. Фактические дебиты нефти и жидкости (19.4 и 33.9 т/сут соответственно) ниже проектных величин (53.0 и 78.6 т/сут соответственно). Средняя приемистость по факту (146.0 м<sup>3</sup>/сут) находится в соответствии с проектным показателем (148.9 м<sup>3</sup>/сут), при годовом объеме закачанного агента 18.7 тыс.м<sup>3</sup> (проект - 14.1 тыс.м<sup>3</sup>). Действующий добывающий фонд ниже проектного на две скважины.

В 2012 году выполнены бурение и ввод в эксплуатацию одной новой эксплуатационной скважины №204, и расконсервация скважины № К-211. Добывающая скважина № 204 закончена бурением 06.02.2012 г. и введена в эксплуатацию.

Отставание от проектного уровня добычи нефти и жидкости (при пониженных дебитах) также объясняется регулированием режимов эксплуатации действующего фонда.

Степень соответствия фактических показателей разработки проектным по состоянию на 01.01.2013 г. приводится на рисунке 2.1.

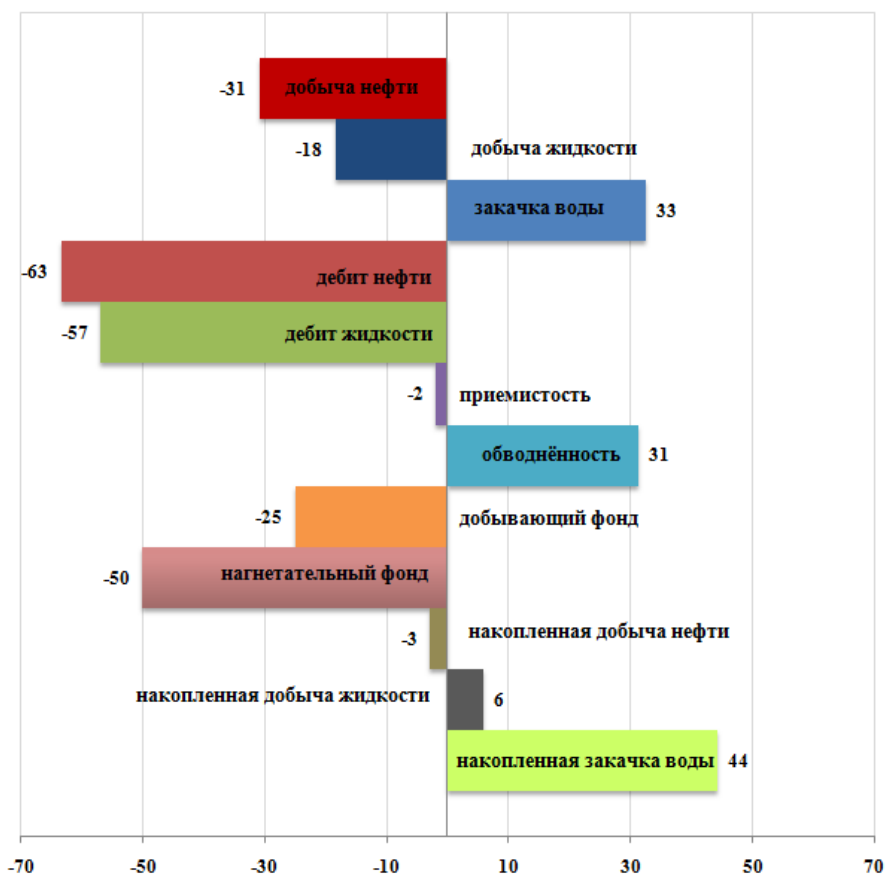


Рисунок 2.1 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки Куюмбинского месторождения

Согласно отраслевым регламентирующим документам, отклонения от проектных уровней добычи в период опытно-промышленных работ (действующим проектным документом установлен период ОПР 2010 – 2016 гг.) не лимитируются. В то же время, необходимо отметить удовлетворительную сходимость фактической продуктивности скважин (как по нефти, так и по жидкости) с проектной.

Опережающее продвижение к забоям добывающих скважин подошвенных вод и конусообразование (посредством как природной, так и

техногенной системы трещин), даже при эксплуатации скважин на низких депрессиях, как показал опыт, является одним из основных недостатков разработки залежей рифейских отложений наклонно-направленными скважинами.

### **2.3 Анализ реализации программы опытно-промышленных работ**

Основой действующего проектного документа служит программа опытно-промышленных работ, нацеленная на отработку технологии проводки горизонтальных стволов и влияния их положения относительно преимущественного направления трещиноватости, оценку эффективности эксплуатации скважин на естественном упруго-водо-газонапорном режиме и отработку технологии радиального бурения.

В рамках утвержденной программы ОПР (2010 – 2016 гг.) запланированы следующие технологические решения:

- бурение горизонтальных и двуствольных скважин;
- радиальное бурение скважин;
- организация с 2016 года круглогодичной эксплуатации скважин;
- апробация технологий нефтеизвлечения при различных:
- режимах разработки;
- системах воздействия;
- конструкциях скважин (ННС, ГС, многоствольные скважины).

Неотъемлемой частью первоочередных работ служит предложенная развернутая программа исследований и доразведки месторождения.

Для реализации поставленных задач в действующем проектном документе обосновано формирование двух участков опытно-промышленных работ.

**Участок ОПР-1** расположен в пределах залежи блока 3 Южно-Куюмбинской группы в районе разведочных скважин №№ К-211, К-219.

Предлагается продолжить опытные работы на данном участке по уточненной программе, включающей в себя бурение 19-ти скважин с горизонтальным окончанием ствола (длины ГС 300, 500 и 700 м, ориентация

относительно преимущественного направления трещиноватости – перпендикулярно и параллельно), в том числе двуствольных – 2.

В связи с техническими особенностями эксплуатации разведочной скважины № К-219 предлагалось перевести ее под закачку, а эксплуатационную нагнетательную скважину № 102Н под добычу с проведением мероприятий по радиальному бурению. Также был предусмотрен ввод в эксплуатацию горизонтальной скважины № 101 (по состоянию на 01.01.2010 г. скважина находилась в освоении после бурения).

Общий фонд на участке ОПр-1 составил 22 скважины, в том числе горизонтальных добывающих – 20, наклонно-направленных добывающих (радиальное вскрытие) – 1, водонагнетательных – 1. Расстояние между скважинами составит 1000х1000 м (между центрами горизонтальных стволов).

Схема расположения скважин первоочередного участка приведена на рисунке. 2.2.

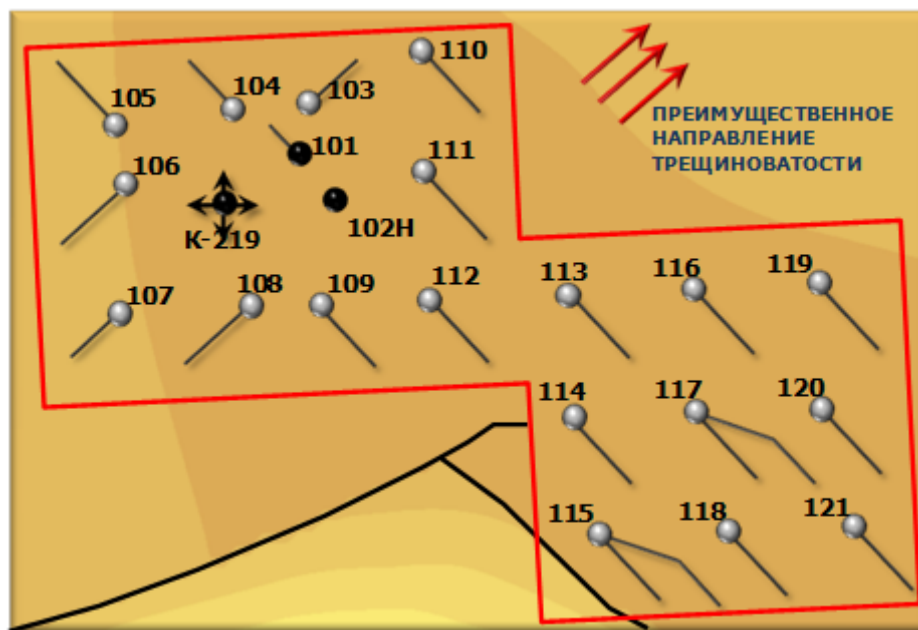


Рисунок 2.2 - Схема расположения скважин на участке ОПр-1

Программа мероприятий на участке включает:

**2010 год**

-предварительное (перед началом эксплуатационного бурения) проведение сейсморазведочных работ 3D на площади 300 км<sup>2</sup>;

-перевод в ППД (закачка воды в подошвенную часть разреза) разведочной скважины № К-219;

-ввод в эксплуатацию горизонтальной скважины № 101.

### **2011 год**

-интерпретация материалов сейсморазведочных работ 3D, уточнение геологической модели;

-перевод в добычу нефти скважины № 102Н с выполнением операции радиального бурения;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 101, 102Н, К-219;

### **2012-2014 годы**

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 101, 102Н, К-219;

-гидропрослушивание, изучение влияния законтурных вод и закачки;

-определение профилей притока и приемистости по скважинам;

-подготовка секторных моделей и обоснование траекторий бурения эксплуатационных скважин;

### **2015 год бурение скважин:**

-№ 103, ГС 300 м, ориентация параллельно направлению трещиноватости;

-№ 104, ГС 500 м, ориентация перпендикулярно направлению трещиноватости;

### **2016 год бурение скважин:**

-№ 107, ГС 500 м, ориентация параллельно направлению трещиноватости.

-№ 106, 108, ГС 700 м, ориентация параллельно направлению трещиноватости;

-№№ 105, 109, 110, 111, 112, 113, 114, 116, 118, 119, 120, 121, ГС 700 м, ориентация перпендикулярно направлению трещиноватости.

-№ 115, 117, двуствольные ГС 700 м.



**Участок ОПР-2** расположен в пределах залежи блока 3 Южно-Куломбинской группы в районе разведочной скважины № К-217.

Программа опытных работ включала в себя бурение восьми скважин, в том числе с горизонтальным окончанием ствола (длины ГС 700 м, ориентация относительно преимущественного направления трещиноватости – перпендикулярно и параллельно).

Предлагался перевод под закачку разведочной скважины № К-217 и формирование девятиточечного элемента с расстоянием между скважинами 1000x1000 м между центрами горизонтальных стволов). При этом в центре - располагалась нагнетательная скважина № К-217. Общий фонд на участке ОПР-2 составил 9 скважин, в том числе горизонтальных добывающих – 4, наклонно-направленных добывающих (радиальное вскрытие) – 4.

Схема расположения скважин первоочередного участка приведена на рисунке. 2.3.



Рисунок 2.3 - Схема расположения скважин на участке ОПР-2

Программа мероприятий на участке включает:

## **2010 год**

-бурение эксплуатационно-оценочной скважины № 201, ГС 700 м, ориентация перпендикулярно направлению трещиноватости, бурение осуществляется с пилотным стволом;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации разведочной скважины № К-217;

## **2011 год**

-предварительное (перед началом эксплуатационного бурения) проведение сейсморазведочных работ 3D на площади 200 км<sup>2</sup>;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 201, К-217;

-определение профилей притока по скважинам;

## **2012 год:**

-интерпретация материалов сейсморазведочных работ 3D, уточнение геологической модели;

-подготовка секторных моделей и обоснование траекторий бурения эксплуатационных скважин;

-бурение скважины № 202, ННС с выполнением операции радиального вскрытия;

-перевод в ППД (закачка воды в подошвенную часть) разведочной скважины № К-217;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 201, 202, К-217;

## **2013 год**

-бурение скважины № 203, ГС 700 м, ориентация параллельно направлению трещиноватости;

-гидропрослушивание, изучение влияния законтурных вод и закачки;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 201, 202, 203, К-217;

## **2014 год**

-бурение скважины № 204, ННС с выполнением операции радиального вскрытия;

-бурение скважины № 205 ГС 700 м, ориентация перпендикулярно направлению трещиноватости;

-бурение скважины № 206, ГС 700 м, ориентация параллельно направлению трещиноватости;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации всех пробуренных скважин;

#### **2015 год**

-бурение скважины № 207 ННС с выполнением операции радиального вскрытия;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации всех пробуренных скважин;

#### **2016 год**

-бурение скважины № 208 ННС с выполнением операции радиального вскрытия;

-проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации всех пробуренных скважин.

### **2.4 Характеристика текущего состояния разработки (на 2013 год)**

На дату анализа в пределах Куюмбинского месторождения выделены следующие группы залежей: Северо-Куюмбинская (единый тектонический блок, газоконденсатная залежь), Куюмбинская (два тектонических блока, нефтегазоконденсатные залежи), Южно-Куюмбинская (десять тектонических блоков, нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи), Камовская (единый тектонический блок, нефтегазоконденсатная залежь), Западно-Кординский блок, Кординский блок и Абракупчинский блок (все три блока нефтяные, тектонически-экранированные). Все залежи полностью подстилаются подошвенной водой. Схема расположения залежей представлена на рисунке 2.4.

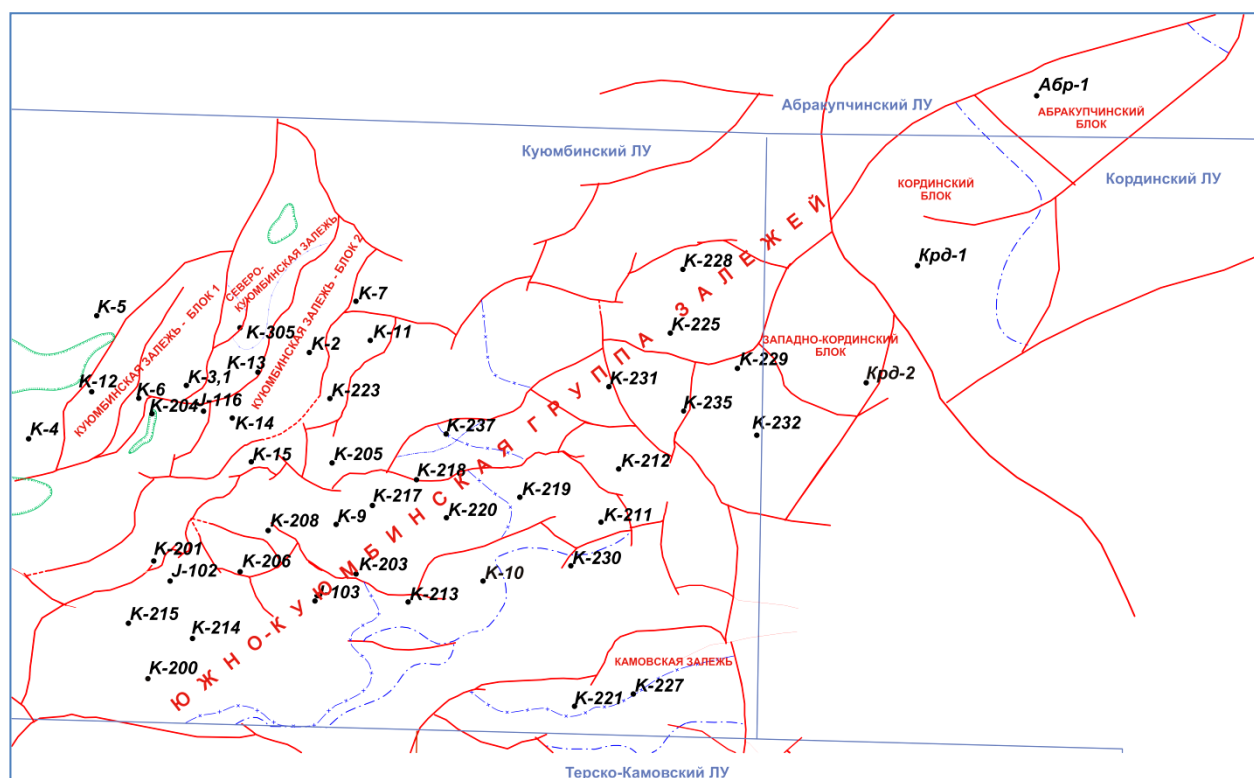


Рисунок 2.4 - Схема расположения залежей Куюмбинского месторождения

Тектонические блоки располагаются в пределах четырех лицензионных участков (Куюмбинский ЛУ - лицензия ТУР 11086 НР от 30.01.02 г.; Кординский ЛУ - лицензия ТУР 13343 НР от 09.11.05 г.; Абракупчинский ЛУ - лицензия ТУР 13546 НР от 27.03.06 г.; Терско-Камовский ЛУ - лицензия ТУР 11087 НР от 30.01.02 г.

По данным сейсмических исследований отложения пластов рифея прослеживаются (в пределах участка) до глубины более 5000 м, погружение пластов сопровождается увеличением толщин, достигающих мощности порядка 700 метров. Этот факт свидетельствуют о большом потенциале упругой энергии.

В настоящий момент на месторождении реализуется первый этап опытно-промышленных работ. По состоянию на 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти составляет - 315 тыс.т, жидкости - 629.3 тыс.т, растворенного газа - 53 млн.м<sup>3</sup>. За 2012 г. закачка воды составляет - 18.7 тыс.м<sup>3</sup>/год, добыча нефти - 22.2 тыс.т, жидкости - 38.8 тыс.т, растворенного газа - 3.8 млн.м<sup>3</sup>. В 2012 г.

скважины работают со средним дебитом по нефти 19,4 т/сут, по жидкости 33.9 т/сут с обводненностью 42.7 %.

Динамика основных технологических показателей приведена на рисунке 2.5 и в таблице 2.3.

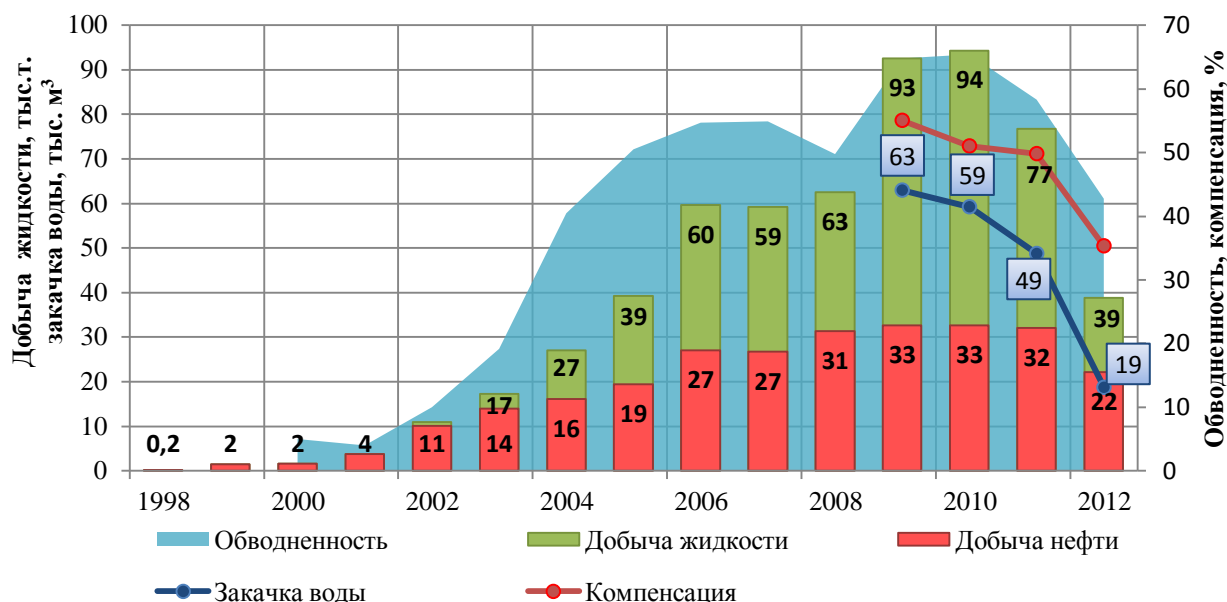


Рисунок 2.5 - Динамика основных технологических показателей

Таблица 2.3 - Динамика основных технологических показателей разработки

Годы	Q нефти, тыс.т.	Q жидк, тыс.т.	q нефти, т/сут	q жидк, т/сут	fв, %	Дейст.добыв. сква.		Дейст.нагнет. сква.	
						Фонд	Кэкспл, д.ед.	Фонд	Кэкспл, д.ед.
1998	0.2	0.2	11	11	0.0	1	0.058	0	0.000
1999	1.5	1.5	17	17	0.0	2	0.351	0	0.000
2000	2	2	23	23	5.0	1	0.758	0	0.000
2001	4	4	26	26	4.0	2	0.415	0	0.000
2002	10	11	35	39	10.0	3	0.318	0	0.000
2003	14	17	52	65	19.2	3	0.347	0	0.000
2004	16	27	35	59	40.5	2	0.659	0	0.000
2005	19	39	54	109	50.5	4	0.370	0	0.000

### Окончание таблицы 2.3

2006	27	60	34	76	54.7	2	0.644	0	0.000
2007	27	59	39	85	54.9	4	0.497	0	0.000
2008	31	63	39	78	49.8	8	0.439	0	0.000
2009	33	93	22	62	64.8	7	0.516	1	0.773
2010	33	94	25	72	65.4	7	0.545	1	0.437
2011	32	77	22	54	58.3	10	0.485	1	0.360
2012	22	39	19	34	42.7	6	0.353	1	0.175

На рисунке 2.6 представлена динамика среднегодовых дебитов скважин

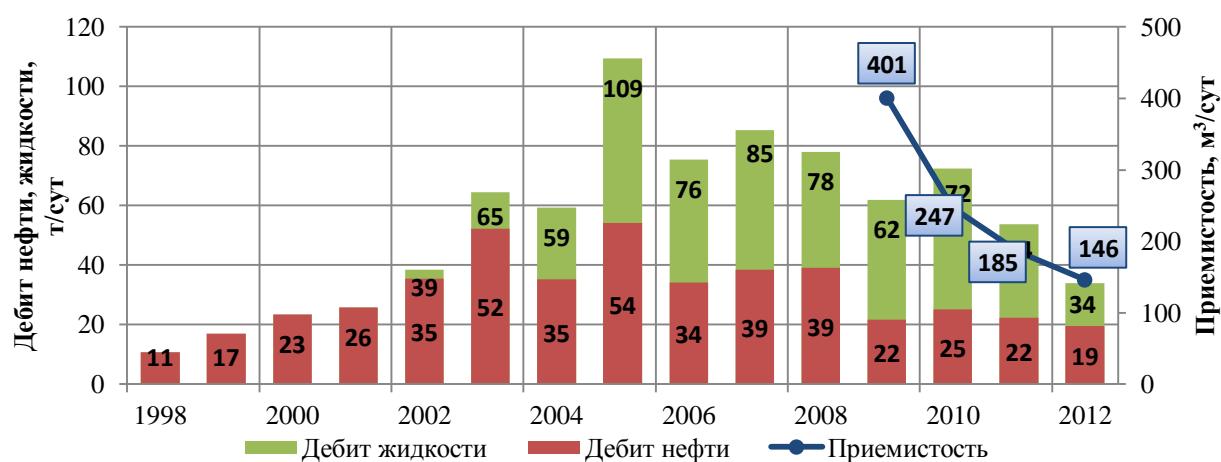


Рисунок 2.6 - Динамика среднегодовых дебитов скважин

Анализируя динамику основных технологических показателей разработки по месторождению, стоит обратить внимание на низкие дебиты по нефти как вертикальных, так и ННС и горизонтальных скважин. Таким образом для повышения эффективности разработки Куюмбинского месторождения требуются методы интенсификации и увеличения продуктивности горизонтальных скважин в условиях карбонатных месторождений.

### **3 Интенсификация притока к горизонтальным скважинам для карбонатных коллекторов**

#### **3.1 Технология соляно-кислотных обработок**

Соляно-кислотная обработка пласта - это химический способ интенсификации производительности нефтяных и газовых скважин за счёт растворения пород вокруг скважины кислотами [9].

Кислотная обработка скважин заключается в заливке или закачке в скважину и продавливании в приствольную зону водоносного или нефтеносного пласта жидкостью или воздухом под давлением (допускаемым прочностью технологического оборудования и обсадной колонны скважины) ингибированных кислотосодержащих растворов на основе соляной, фтористоводородной, уксусной и сульфаминовой кислот или их смесей.

Соляно-кислотная обработка забоев скважин, основана на способности соляной кислоты, вступать в химическую реакцию с породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. В результате реакции образуется хорошо растворимые в воде хлористый кальций или хлористый магний и углекислый газ. Эти продукты легко удаляются из пласта на поверхность.

Соляная кислота, проникая по трещинам вглубь пласта, реагирует с породой и создает сеть расширенных каналов, простирающихся на значительное расстояние от ствола скважин. Такая сеть каналов увеличивает фильтрующую способность пласта, что приводит к повышению продуктивности скважин.

Обрабатывать известняки и доломиты другими кислотами, например серной кислотой, нельзя, так как при этом в результате реакции образуются не растворимые в воде соли, осаждающиеся на забое скважины и закупоривающие поры.

Эффективность соляно кислотных обработок зависит от многих причин:

- концентрации кислоты;
- ее количество;

- давления при обработке;
- температуры на забое;
- характера породы и т.п.

Многолетней практикой выработаны определенные нормативы по каждому из этих показателей для различных геологических условий в скважине. Наиболее пригодным для обработок является 8-15%-ный раствор соляной кислоты, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Применение кислоты с большей концентрацией недопустимо, так как при прокачке в скважину концентрированной очень быстро вступает в реакцию с металлической арматурой скважины и в короткий срок разрушает ее. Кроме того, концентрированная кислота, вступая в реакцию с известняком и доломитом, частично растворяет гипс, который легко выпадает из раствора в осадок, закупоривая поры пласта. Применение же кислотного раствора слабой концентрации требует нагнетания большого количества ее, что может осложнить обратное извлечение продуктов реакции.

Для предохранения металлических оборудование, насосов и трубопроводов от разрушающего действия соляно-кислоты к ней добавляют специальные вещества, называемые ингибиторами, которые уменьшают или сводят до минимума коррозионное действие кислоты на метал [10].

Защитное действие ингибиторов заключается в том, что вследствие адсорбции их молекул и ионов или коллоидальных частиц на катодных участках металла образуется положительно заряженный слой, препятствующий соприкосновению молекул водорода с металлом и разряда иона водорода электролита, поэтому растворение железа кислотой не происходит.

Количество кислоты для обработки пласта выбирают в зависимости от мощности пласта, намеченного к обработке, химического состава породы физических свойств пласта (пористость, проницаемость), числа предыдущих обработок. В среднем берут от 0,4 до 1,5 м<sup>3</sup> раствора кислоты на 1 м обрабатываемого интервала. Наименьшие объемы раствора кислоты в 0,4-0,6 м<sup>3</sup>



на 1 м мощности пласта применяют для скважин с малопроницаемыми коллекторами и с малыми начальными дебитами. Малый объем кислотного раствора для скважин с такими коллекторами может быть частично компенсирован применением повышенной концентрации раствора. Для скважин с более высокой проницаемостью пород, со средним пластовым давлением, для первичной обработки назначают несколько большие объемы кислотного раствора – в пределах 0,8 – 1,0 м<sup>3</sup> на 1 м мощности обрабатываемого интервала. Наконец, для скважин с высокими начальными дебитами, с породами большой проницаемости принимают объем кислотного раствора 1,0 -1,5 м<sup>3</sup> на 1 м мощности пласта

При повторных обработках во всех случаях увеличивает объем кислотного раствора на 20-40% по сравнению с предыдущей обработкой.

Вовремя соляно-кислотной обработке пласта к соляно-кислотному раствору добавляют следующие компоненты:

- интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (ПАВ);
- ингибиторы;
- стабилизаторы.

Продукты взаимодействия кислоты с породой в процессе освоения скважины должны быть удалены из пласта. Для облегчение этого в кислоту при ее подготовке добавляют вещества, называемые интенсификаторы. Оно представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение продуктов реакции. Адсорбируясь на стенках поровых каналов, ПАВ облегчают отделения от породы воды и улучшают условия смачивания для нефти, что способствует лучшему удалению продуктов реакции из пласта.

Поверхностно-активные вещества добавляют для снижения поверхностного натяжения на границе отработанная кислота–нефть обрабатываемого пласта, а следовательно, для повышения эффективности соляно-кислотных обработок рекомендуется применять различные поверхностно-активные вещества (ПАВ) [11,12].

### 3.2 Вопросы проведения СКО в горизонтальных скважинах

Соляно-кислотная обработка является одним из эффективных методов воздействия на пласт с целью поддерживать текущие темпы добычи нефти в скважинах с карбонатными трещиновато-пористыми коллекторами. При высокой проницаемости, наличии интервалов повышенной трещиноватости и простиранию продуктивного пласта (например горизонтальные скважины) кислота поглощается в основном хорошо проницаемыми зонами пласта и реагирует в призабойной зоне (непосредственно в пятке горизонтальной скважине). Проблемой подключения в работу всего интервала горизонтального ствола скважины и увеличения длины интервала обработки может решаться несколькими путями:

- снижение скорости реакции соляной кислоты с породой путем добавки специальных замедлителей;

- диспергированием соляной кислоты до мельчайших глобул, покрытием этих глобул в защитную оболочку с последующей доставкой в глубину пласта и разрушением бронирующей оболочки;

- использование специальных систем заканчивания и проведения СКО (например ГНКТ и двухпакерные компоновки).

Первые два методологии описаны ниже. Поскольку горизонтальные скважины пересекают протяженные интервалы продуктивных пластов, очищающая обработка может потребовать больших объемов химических реагентов. Стоимость химических при этом становится недопустимо высокой, если стимулирующие флюиды полностью поглощаются в нескольких проницаемых каналах и сообщающихся трещинах, ведущих в нежелательные области пласта, содержащие газ или воду. Этому явлению избегают, используя изолирующие агенты, такие как бензойная кислота, восковые бусины, пену или микроскопические растворимые в нефти (в масле) волокна. Они временно блокируют проницаемые зоны во время обработки, но растворяются и восстанавливают проницаемость, как только возобновляется добыча нефти. Нерастворимые изолирующие агенты, такие как шариковые изоляторы, в этом

случае не рекомендуются, поскольку они могут остаться в горизонтальном участке пласта обработки и даже после пуска скважины в эксплуатацию, вынуждая впоследствии проведение ремонтных работ.

Одним из вариантов СКО горизонтальных скважин является постепенная обработка ствола скважины от носка до пятки с помощью НКТ. Данная технология применяется для обработки всего открытого ствола горизонтальной скважины при малоотличающейся проницаемости по его длине. Для создания благоприятных условий реакции кислоты с породой, т.е. наиболее равномерного распределения кислотного раствора по длине горизонтального участка можно рекомендовать применение комплекта НКТ с перфорированной нижней частью на длину обрабатываемого интервала. Причем плотность перфорации и диаметры отверстий увеличиваются по направлению к забою скважины. Параметры перфорированной трубы рассчитываются в зависимости от гидравлического сопротивления при заданном расходе закачиваемого раствора. Трубы спускаются до забоя скважины, затем при открытой затрубной задвижке на устье скважины скважинная жидкость из НКТ вытесняется раствором кислоты, которая доводится до забоя скважины. Все остальное ничем не отличается от кислотных обработок вертикальных скважин. Схема общей кислотной обработки представлена на рисунке 3.1.

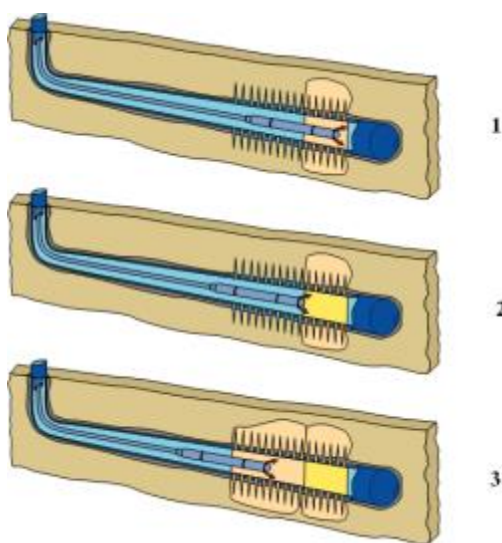


Рисунок 3.1 – Простая кислотная обработка ГС

1 – Обработка осуществляется преимущественно в зоне поглощения; 2 – Закачка отклоняющей жидкости; 3 – Обработка верхних зон при временной закупорке нижней зоны.

Другим методом проведения СКО является метод кавернообразования, который нашел достаточно большое применение на месторождениях Предуралья и Среднего Поволжья для вертикальных скважин [13]. Эффективность метода не подлежит сомнению. Его можно с успехом применять и для интенсификации добычи нефти в горизонтальных скважинах, причем возможности при этом значительно возрастают. Учитывая достаточно большую протяженность горизонтальной части ствола скважины, каверны могут быть образованы в различных интервалах. При этом должны быть соблюдены определенные требования как по выбору мест кавернообразования, так и последовательности обработки. Наилучшие результаты этот метод может дать при хорошо изученной горизонтальной части ствола скважины, а именно:

- изменения проницаемости по простиранию;
- поинтервальной дифференциации зон притока жидкости, в том числе процентного соотношения нефти и воды;
- характера обводнения по результатам измерения химического состава и плотности воды и др.

Последовательность кавернообразования может также зависеть от системы разработки с использованием закачки воды в пласт. Так, например, образование каверн-накопителей в горизонтальной части стягивающего ряда рекомендуется проводить последовательно в середине и начале ствола, а затем между соседними на равном удалении. После снижения производительности скважин до предыдущей первоначальной величины создают новую каверну-накопитель. В результате образуется равномерная обработка участков горизонтального ствола, способствующая выравниванию фронта вытеснения и увеличению нефтеотдачи пласта. Метод последовательного равномерного формирования каверн-накопителей может быть использован и при отсутствии существенных отличий проницаемости пород по открытому стволу скважины, а

также при недостаточной информации о поинтервальных притоках вдоль ствола скважины. При наличии же такой информации выбор мест образования каверн-накопителей устанавливается более точно.

Использование этого метода дает возможность оптимизировать приток жидкости по всему ГС скважины. Участки ГС, близко расположенные к газоносным зонам, зонам водопритоков, а также подошвенным водам, исключаются для какого-либо воздействия кислотных растворов. Для образования каверн-накопителей могут быть использованы практически те же схемы компоновки подземного оборудования и вязкоупругие смеси, что и при поинтервальных кислотных обработках. В то же время может быть использована беспакерная схема обработки. Эта схема отличается не только простотой осуществления процесса образования каверн, но и позволяет в мягком режиме обрабатывать кислотным раствором весь горизонтальный участок открытого ствола. Одна из схем такой обработки показана на рисунке 3.2.

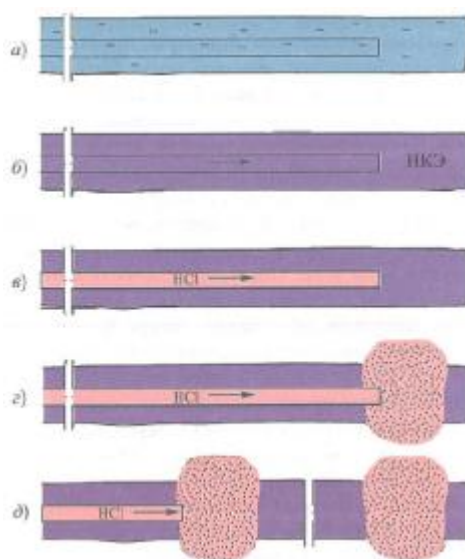


Рисунок 3.2 - Метод кавернообразования

Последовательность технологических приемов по формированию каверн-накопителей в горизонтальной части ствола выглядит следующим образом:

а - спуск гибкой колонны труб в скважину;

б - заполнение горизонтального участка ствола вязкой нефтекислотной эмульсией;

в - заполнение колонны труб раствором соляной кислоты;

г - образование каверны в породах пласта;

д - образование второй каверны

Еще одним способ для повышения продуктивности ГС представлен ниже. Способ обработки продуктивного карбонатного пласта, включающий спуск колонны НКТ в скважину, установку башмака колонны в интервале обработки, закачку кислотного раствора по трубам и воздействие им на породу пласта, отличающийся тем, что в скважине перед спуском труб предварительно выделяют интервалы обработки в нефтенасыщенных породах пласта и башмак колонны труб оборудуют устройством с гидромониторными насадками, радиально расположенными под углами 90 или 120° по образующей, а закачку кислоты в пласт осуществляют порциями в режиме гидромониторного воздействия, чередуя порции кислоты с порциями песчано-водного раствора поверхностно-активного вещества, которым выполняют гидropескоструйное воздействие на пласт, причем чередование кислотного гидромониторного и гидropескоструйного воздействий осуществляют поочередно посредине каждого интервала обработки (рисунок 3.3).

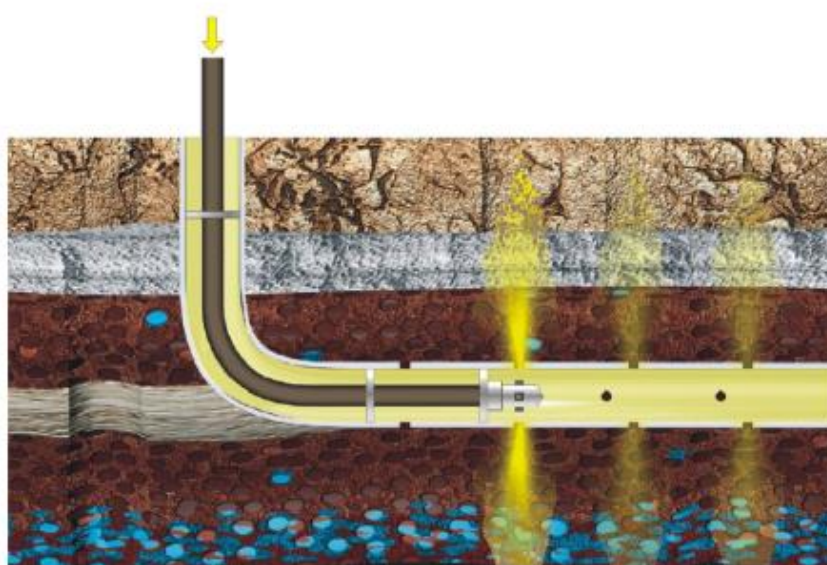


Рисунок 3.3 - Кислотное ОПЗ с гидромониторной насадкой

### 3.3 Проведение СКО для скважин с устройствами контроля притока

Самый первый опыт проведения СКО в горизонтальных скважинах с устройствами контроля притока был проведен на скважинах Сердцеюсского купола Южно-Шапкинского месторождения. В качестве добывающих скважин на месторождении используются горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка от 650 до 1350 м. Вести добычу предполагается, создавая депрессии на пласт порядка 50 атм. Вследствие значительной длины горизонтального участка и существенной неоднородности по проницаемости (различные участки горизонтального ствола одной и той же скважины могут отличаться в десятки раз) возникает неоднородность притока к горизонтальному участку и как следствие неравномерность выработки запасов скважиной. Прогнозируются прорывы воды как из аквифера, так и из скважин ППД по высокопроницаемым пропласткам (и зонам с высокой плотностью трещиноватости для залежи P2ar).

В качестве систем заканчивания было выбрано использование хвостовиков с противопесочными щелевыми фильтрами, укомплектованными системами контроля притока (УКП). По результатам гранулометрического анализа для контроля пескопроявлений в скважинах терригенного коллектора был выбран зазор между щелями проволочного фильтра в 250 микрон. Для скважин карбонатной залежи использовался фильтр с укороченной фильтрующей частью и зазором между щелями в 700 микрон. Данный вид систем заканчивания позволяет: устанавливать фильтр с УКП в горизонтальном участке скважины со сложным профилем, предотвращать пескопроявление, управлять притоком, увеличить КИН со скважины и минимизировать добычу воды. Две скважины 308ГС и 312ГС были закончены с помощью УКП.

Скважина 312ГС представлена карбонатными отложениями нижнего отдела пермской системы P1ar. Длина горизонтального участка составляет 621 м. По результатам интерпретации данных ГИС выделено 11 нефтенасыщенных интервалов суммарной эффективной мощностью 558 метров. Пористость выделенных коллекторов изменяется от 15,6 до 19,6%, коэффициент

нефтегазонасыщенности от 40 до 57%. Профиль проницаемости представлен на рисунке 3.4.

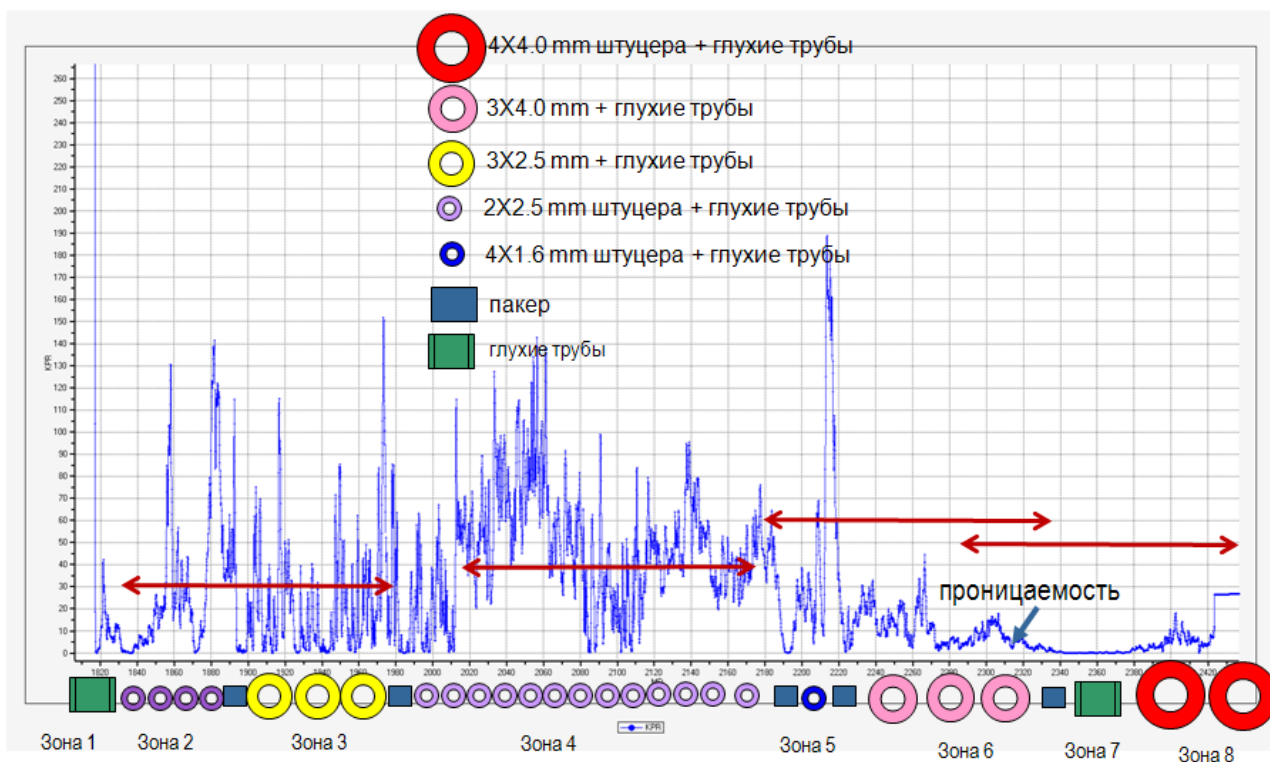


Рисунок 3.4 - Профиль проницаемости скважины 312ГС и дизайн УСП

Скважина была разделена на 8 участков разбухающими пакерами, и уровень штуцирования каждой зоны был рассчитан по результатам моделирования.

В процессе первичного вскрытия при бурении и цементировании скважин происходит кольтматация призабойной зоны за счет проникновения фильтрата бурового и цементного раствора в пласт. Отрицательное влияние на призабойную зону также оказывается и в процессе эксплуатации скважин. Происходит выпадение мех. примесей и солей в результате использования растворов глушения, привносятся частицы породы при фильтрации из глубины пласта, в нагнетательных скважинах осаждаются твердые примеси, содержащиеся в закачиваемой воде. Все эти факторы снижают естественную проницаемость пород и приводят к ухудшению гидродинамической связи между продуктивным пластом и скважиной. Кроме того, коллектора Средне-Серчеюсского купола поровые, их естественная проницаемость ниже



трещинных. Поэтому необходимо проводить мероприятия по восстановлению или увеличению проницаемости пород призабойной зоны.

Эффективность воздействия на призабойную зону зависит от типа и литологической характеристики пород пласта. Кислотные обработки восстанавливают и улучшают коллекторские свойства призабойной зоны пласта путем растворения и удаления коагулирующих твердых веществ и части породы. Состав обработок подбирают с учетом типа коллектора. В условиях терригенного коллектора (P2u) для повышения нефтеотдачи используют составы на основе глиноуксусной кислоты, для карбонатного (P1ar) – на основе соляной кислоты.

После спуска компоновок с устройствами контроля притока на скважинах 308ГС и 312 ГС были проведены соляно-кислотные обработки. СКО проводились с помощью двухпакерной компоновки на опрессованных технических НКТ.

Интервалы обработки для скважины 312ГС показаны на рисунке 3.4 коричневыми стрелками. СКО проводилась последовательно от носка скважины к пятке в количестве четырех интервалов закачки кислоты. В каждый интервал было продавлено 27-28 м<sup>3</sup> 15% раствора соляной кислоты. Время реагирования для каждой зоны составило 4 часа. Так как в скважине была установлена система контроля притока, при продавливании кислоты через керамические штуцера удалось получить равномерный профиль закачки и таким образом обработать скважину равномерно по всей длине. Таким образом комбинация системы заканчивания скважины и соляно-кислотной обработки позволила интенсифицировать нефтедобычу. На рисунке 3.5 показаны результаты СКО после установки систем контроля притока (УКП) в скважине 312 ГС. Дебит нефти увеличился с 63 м<sup>3</sup> (при эксплуатации открытым стволом) до 180 м<sup>3</sup>.

Это подтвердило высокую эффективность проведения СКО через штуцерные устройства контроля притока [14].

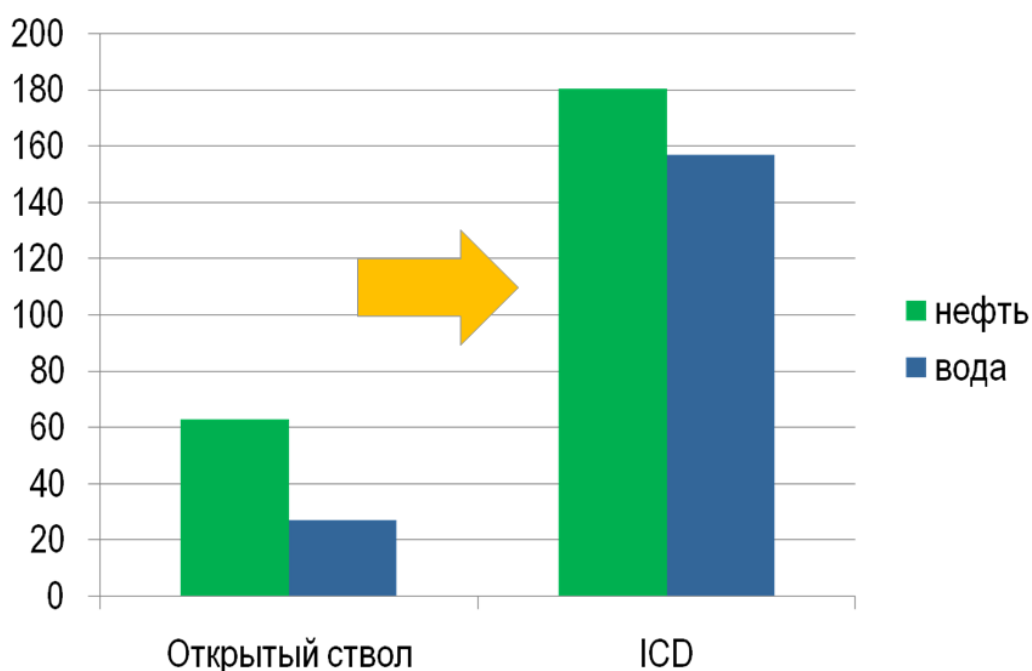


Рисунок 3.5 - Результаты СКО через УКП

### 3.4 Технология поинтервальной кислотной обработки с помощью двухпакерной компоновки на ГНКТ

Главная цель воздействия с помощью соляно-кислоты на карбонатные породы с помощью ГНКТ:

- продлить интенсивности притока;
- увеличит проницаемости призабойной зоны пласт;
- повышать добычу продукции скважин.

При заканчивании обсаженных или перфорированных скважин кислоту можно закачать на точную глубину через гибкие трубы путем проведения селективной обработки пласта. Для этого применяют специальное оборудование, в котором предусмотрена возможность закачки кислоты между двумя раздувными пакерами (рисунок 3.6).

Прибор находится на инжекторном отверстии между двумя гидравлическими пакерами. Циркуляционный клапан, расположенный над прибором, устраняет необходимость закачки больших объемов скважинного флюида в пласт до начала подачи кислоты. Для более эффективного

использования кислоты гибкие трубы можно протолкнуть до забоя скважины и медленно вытаскивать обратно во время закачки кислоты и декольматирующих добавок.

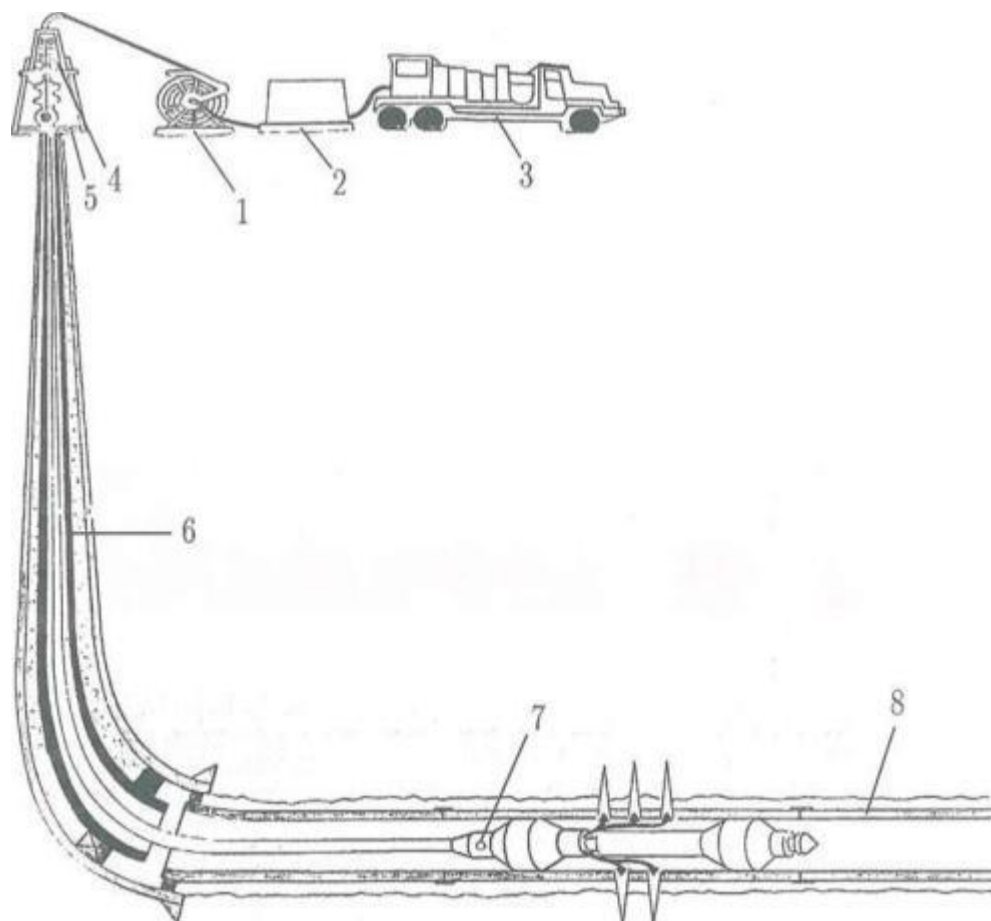


Рисунок 3.6 - Кислотная обработка скелета породы с помощью системы селективной обработки пластов: 1) барабан с гибкими трубами; 2) емкость с жидкостью для обработки породы; 3) каротажный модуль; 4) головка инжектора; 5) противовыбросовые превенторы; 6) гибкие трубы; 7) циркуляционный клапан; 8) хвостовик

При заканчивании скважин открытым стволом или прорезным хвостовиком, не обеспечивающими локальной изоляции, рекомендуется закачивать кислоту через гибкие трубы, которые уже спущены в ствол до забоя скважины. Во время закачки гибкие трубы медленно поднимаются, а изолирующие агенты внедряются в пласт через каждые 15-30 м, чтобы

изолировать уже очищенный участок скважины. Скорость подъема гибких труб зависит от скорости закачки, проницаемости коллектора и скин-эффекта и, кроме того, требуемого радиуса очистки [15,16,17].

Принципиальная схема последовательности осуществления технологических операций кислотной обработки горизонтального ствола скважины с использованием гидравлических пакеров представлена на рисунке 3.7

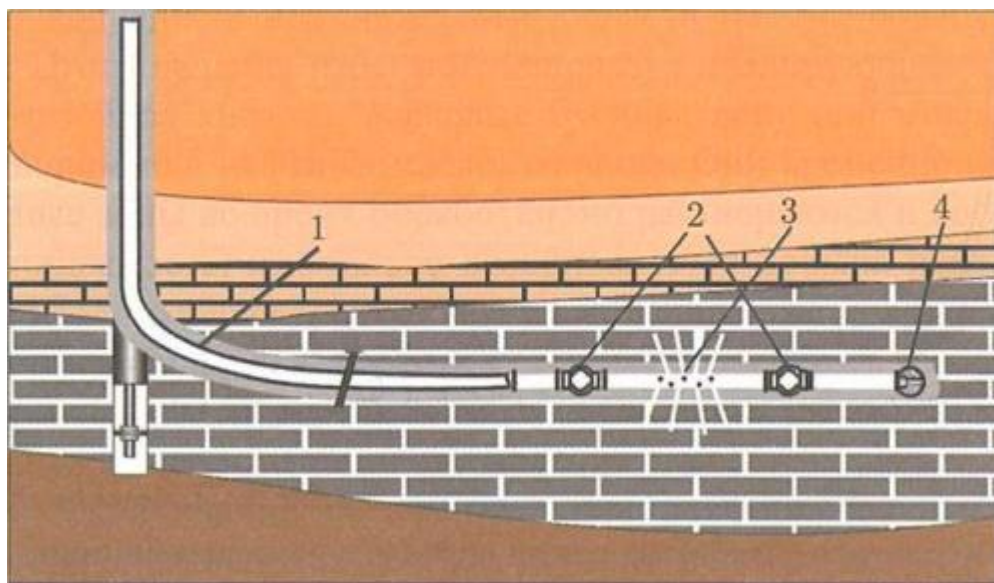


Рисунок 3.7 - Технологическая схема проведения поинтервальных СКО: 1 - гибкая труба; 2 - гидравлические надувные пакера; 3 - перфорированный участок трубы; 4 - клапанное устройство

Отдельно стоит описать оборудование для проведения СКО на ГНКТ. Наземный комплекс оборудования, помимо агрегата с ГНКТ и стандартного устьевого оборудования, должен содержать агрегат для кислотной обработки скважин, имеющий специализированный насос и емкость для запаса кислоты. В некоторых технологиях кислотной обработки предусмотрен подогрев кислоты.

В процессе выполнения данной операции ГНКТ при обеспечении непрерывной циркуляции воды спускают на требуемую глубину. На следующем этапе в скважину через ГНКТ закачивают расчетный объем

кислоты, после чего ее продавливают в пласт. При закачке и продувке кислоты выкидная задвижка на арматуре колонны лифтовых труб закрыта. Это обеспечивает проникновение реагента через перфорационные отверстия в пласт.

Практика использования оборудования с ГНКТ показывает, что расход реагентов при обработке скважины в этом случае сокращается по сравнению с традиционными технологиями на 25 - 30%.

ГНКТ – самый эффективный метод доставки рабочих жидкостей в интересующую зону. Использование ГНКТ предохраняет рабочую НКТ от воздействия рабочих жидкостей и позволяет избежать загрязнения кислоты осадками и частицами из рабочей НКТ. В длинных горизонтальных отводах скважин (до 1 000м) ГНКТ может дойти до конца участка и начать медленный отход назад, одновременно закачивая кислоту. После обработки ГНКТ можно использовать для промывки азотом, чтобы быстрее очистить скважину (рисунок 3.8).

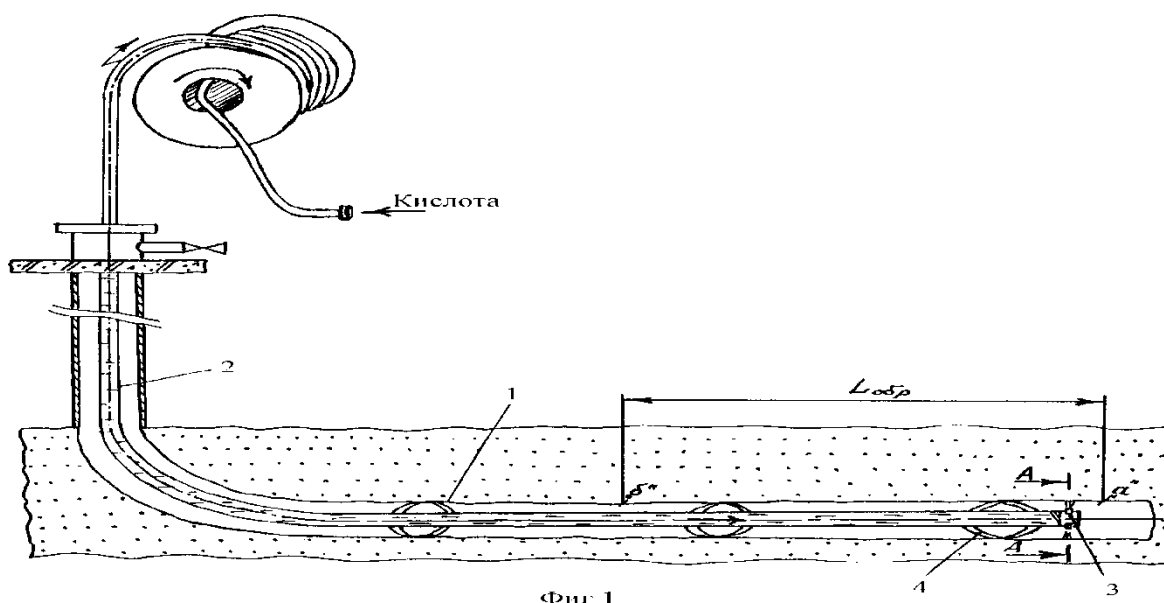


Рисунок 3.8 - Схема работы ГНКТ в горизонтальных скважинах

Высокая агрессивность среды при выполнении СКО вносит определенные требования к оборудованию:

- все используемое оборудование и инструменты быть выполнено в сероводородостойком коррозионностойком исполнении (колонна ГНКТ, ПВО,

обратный клапан, спускаемый на ГНКТ; гуммированные емкости, агрегат для закачки кислоты);

- колонна ГНКТ должна быть длиной не менее 4200 м. (Днар=38,1), оборудованная на конце обратным клапаном с наружным диаметром не более 47 мм, в наличии должен быть резервный барабан с новой гибкой трубой;

- при выполнении работ обязательно применение полнопоточного газового сепаратора с производительностью не менее 1 млн.м<sup>3</sup>/сут;

- наличия гуммированных емкостей общим объемом 200 м<sup>3</sup>;

- наличия выкидных линии и блока штуцерного манифольда, включая второй комплект выкидных линии и блока штуцерного манифольда;

- наличие агрегатов для закачки раствора соляной кислоты (включая резервный агрегат);

- наличия спецтехники для перевозки концентрированной соляной кислоты.

Для транспортирования, смешения и нагнетания раствора кислоты в пласт на промыслах используются специальные передвижные соляно кислотные агрегаты. Такое агрегат состоящий из высоконапорного насоса и цистерны для приготовления и транспортирования соляно кислотного раствора, монтируется минимум на трехосном автотранспорте высокой проходимости [18].

#### **4 Безопасность и экологичность**

Обеспечение безопасности работ и сохранности окружающей среды на предприятиях нефтегазовой промышленности является одной из первоочередных задач, поскольку осуществляемые технологические процессы связаны со взрывопожароопасными веществами, токсичными веществами, которые при несоблюдении правил безопасного ведения работ могут нанести вред здоровью человека, а также нанести вред экологической системе. Кроме того, работы зачастую производятся в сложных природно-климатических условиях и связаны с использованием оборудования, находящегося под высоким давлением, что требует особых мер предосторожности при работе с ним.

Куюмбинское НГКМ характеризуется высокой степенью автоматизации производственных процессов и оснащено современными системами безопасности, но при применении новых технологий необходимо ввести дополнительные требования по обеспечению безопасности производимых работ.

##### **4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

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

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

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Куюмбинском месторождении, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительного-монтажных работ

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.
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	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; 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, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)



По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда.

При бурении нефтяных и газовых скважин и добыче нефти и газа возможны следующие аварийные ситуации:

- образование взрывоопасных смесей нефтяных паров и газов с воздухом при наличии источника воспламенения может привести к взрывам и пожарам;
- механические и электрические искры, заряды статического и атмосферного электричества, пирофорные отложения, нагретые поверхности могут стать источниками воспламенения;
- короткие замыкания в результате пробоя изоляции вызывают возгорание изоляционных материалов, которое приводит к пожарам и взрывам;
- переход ГНВП в открытые фонтаны, которые сопровождаются потерей бурового и другого оборудования; загрязнением окружающей среды; человеческими жертвами.

#### **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Куюмбинского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев составляет  $-41^{\circ}\text{C}$ , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с.

Климат месторождений Восточной Сибири преимущественно резко континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно

тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях, располагающихся в пределах 60°-70° с.ш., составляет –10°С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой –26°С, в отдельные дни температура воздуха опускается до –57°С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции.

Отопительные приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих, приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С.

#### **4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup>. 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 установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

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

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета  $0,2 \text{ м}^2$  на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее  $18 \text{ м}^2$ .

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета  $0,1 \text{ м}^2$  на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее  $12 \text{ м}^2$ .

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в 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.

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2 [24].

Таблица 4.2 – Характеристики производственного освещения

Характеристики	Оборудование
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20/20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

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

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

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

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

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

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

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

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

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

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

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

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

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов, регламентирующих эту сферу безопасности [30].

Электроустановки монтируются и эксплуатируются согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ-7), Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током.

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в

процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

#### 4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II.

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Г – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ.

По взрывопожарной опасности буровая установка относится к категории А, степень огнестойкости II [20].

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

В таблице 4.4 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 4.4 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> 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

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

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

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению [31].

#### **4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

В АО «Славнефть» разработан «План ликвидации аварий», текст которого содержит порядок действий ответственных лиц, их контакты, а также список необходимых технических средств и материалов. Данный документ разработан с целью предотвращения аварийных ситуаций.

Данный план содержит данные о возможном объеме и типе разливаемой жидкости, а также информацию о типах технических средств и материалов, которые необходимы для предотвращения случаев с разливами нефти. Также в тексте документа указана потребность в рабочей силе и ряд мероприятий, которые направлены на эффективное предотвращение разливов, в том числе больших.

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

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Анализ возможных аварийных ситуаций

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

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

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

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

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

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

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин,



электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

#### **4.7 Экологичность проекта**

Для максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу необходимо предусматривать:

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

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной работы рассматривается возможность проведения интенсификации горизонтальных скважин для Куюмбинского месторождения.

Куюмбинское месторождение характеризуется сложностью строения залежи, которая относится к типу водогазонефтяных, приурочена к карбонатному коллектору трещинно-кавернозного типа и обладает очень низкой плотностью запасов нефти на гектар площади.

Кислотная обработка является основным методом стимуляции карбонатных коллекторов. В дипломной работе рассмотрены различные варианты проведения работы для горизонтальных скважин и приведены основные характерные особенности данных способов.

Поскольку строение пласта неоднородное и большинство скважин имеют продолжительный горизонтальный участок открытого ствола, то селективная обработка скважин с помощью двухпакерной компоновки на ГНКТ является наиболее оптимальным решением в условиях Куюмбинского месторождения.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГНКТ – гибкие насосно-компрессорные трубы
- ГК – гамма-каротаж
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГТЭС – газотурбинная электростанция
- ЗКЦ – заколонная циркуляция
- КИН – коэффициент извлечения нефти
- КРС – капитальный ремонт скважины
- ЛУ – лицензионный участок
- ЛМ – локатор муфт
- НКГМ – нефтегазоконденсатное месторождение
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПС – нефтеперекачивающая станция
- ОФП – относительная фазовая проницаемость
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ПО – программное обеспечение
- ICD (УКП) – устройство контроля притока (inflow control device)
- СКО – соляно-кислотная обработка

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Карпов А.А. Пленарный доклад по теме «Составы и технологии для освоения скважин в рифейских карбонатных пластах Восточной Сибири».
- 2 Инвестиционный проект на геологоразведочные работы. Пакет документов для обоснования принятых решений Куюмбинской группы месторождений. Восточная Сибирь // ООО «Газпромнефть Ангара». Август, 2012
- 3 Андиферов А. С., Бакин В. У., Варламов и др. Под ред. Конторовича А. Э., Сурикова В. С., Трофимука А. А. “Геология нефти и газа Сибирской платформы”// М.: Недра. 1981, 552 с
- 4 Багринцева К. И. “Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа.” – М. 1999. РГГУ (И). 285 с.
- 5 Багринцева К. И., Дмитриевский А., Бочко Р. “Атлас коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской платформы.” // М. 2003. 264 с.
- 6 Рябченко В.Н., Зоценко Н. А. “Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз", Красноярск, Россия, 2011. 31 с.
- 7 «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Куюмбинского месторождения» // протокол ЦКР Роснедра № 3018 от 09.07.2003
- 8 «Технологическая схема разработки Куюмбинского месторождения в границах Куюмбинского лицензионного блока» // протокол ЦКР Роснедра № 4027 от 12.07.2007
- 9 Логинов Б.В., Малышев А. Г., Гарифулин Ш. С. “Руководство по кислотным обработкам скважин.” // М.: Недра, 1965. 219 с.
- 10 Юрчук А. М. “Расчеты в добыче нефти”// – М.: Недра, 1969. 240 с.
- 11 Киркинская В. Н., Смехов В. М. “Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа.” // М.: Недра, 1981. 255 с.
- 12 Шаров В. Н., Гусев В. И. “Оператор по химической обработке скважин. Учебник для рабочих.” // М.: Недра, 1983. 141 с.

- 13 Блажевич В.А., Уметбоев В. Г. “Справочник мастера по капитальному ремонту скважин.” // М.: Недра, 1985. 208 с.
- 14 Глазова В.М., Трахтман Г. Н. “Совершенствование интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок.” // О. И. Нефтепромысловое дело, вып. 9 (98), 1985.
- 15 Горохов Н. С. “Справочник по ремонту нефтяных и газовых скважин.” // М.: Недра, 1986. 346 с.
- 16 Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисанутдинов Н. И. “Химические реагенты для добычи нефти. Справочник рабочего.” // М.: Недра, 1986. 240 с.
- 17 Амиян В. А., Амиян А. В., Казакевич Л. В., Бекиш Е. Н. “Применение пенных систем в нефтегазодобыче. Учебное пособие для средних профессионально-технических училищ.” // М.: Недра, 1987. 229 с.
- 18 Слюсарев Н. И. “Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. Учебное пособие.” // СП. 2003. 78 с.
- 19 ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 20 Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
- 21 СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
- 22 Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть
- 23 ГОСТ 24940-81. Здания и сооружения. Метод измерения освещенности.
- 24 Руководство 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 29 июля 2005 г.).
- 25 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

- 26 ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 27 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».
- 28 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013
- 29 ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
- 30 СО 153.34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».
- 31 СП 4.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».
- 32 ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56