

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

« ____ » _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Применение горизонтальных скважин для интенсификации добычи нефти на
примере Куюмбинского месторождения

Руководитель _____ профессор, доктор техн. наук Н.Г. Квеско
подпись, дата

Выпускник _____ Е. Д. Вигель
подпись, дата

Консультант:
Безопасность и экологичность _____ Е.В.Мусяиченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

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

_____ Н.Д. Булчаев

« ____ » _____ 20 __ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Вигель Елене Дмитриевне

Группа ЗНБ 13-04В1

21.03.01. Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Применение горизонтальных скважин для интенсификации добычи нефти на примере Куюмбинского месторождения»

Утверждена приказом по университету № 7029/с от 31.05.2017

Руководитель ВКР: Н. Г. Квеско, доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: концептуальный проект полномасштабного обустройства Куюмбинского месторождения; технологическая схема разработки Куюмбинского месторождения; отчеты по анализу разработки месторождения; ТЭП экономического отдела предприятия; специальная литература, периодическая научно-техническая литература.

Перечень разделов ВКР: Геологическая часть. Технологическая часть. Специальная часть. Экология и безопасность производства.

Перечень графического материала: Геолого-физическая характеристика основных объектов разработки месторождения. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, общая характеристика продуктивных пластов. Показатели разработки. Анализ фонда скважин. Применение методов повышения нефтеотдачи. Влияние технологии бурения на продуктивность скважин. Безопасность и экологичность проекта

Руководитель ВКР

подпись

...

Н. Г. Квеско

Задание принял к исполнению

подпись

Е. Д. Вигель

« 29 » октября 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Применение горизонтальных скважин для интенсификации добычи нефти на примере Куюмбинского месторождения» содержит 99 страниц текстового документа, 23 рисунка, 17 таблиц, 2 формулы, 29 использованных источников.

МОДЕЛЬ КОЛЛЕКТОРА, ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ, ЭТАПЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ, ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ, ФОНД СКВАЖИН, ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ, ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЯ.

Объект исследования – Куюмбинское месторождение.

Цель работы:

- анализ основных показателей разработки месторождения;
- анализ влияния эксплуатации горизонтальных скважин на интенсификацию добычи;
- анализ обеспечения промышленной безопасности и экологичности проекта.

В результате проведенного анализа оценен вариант, обеспечивающий наиболее полное извлечение запасов УВС. Акцент работы сделан на бурение горизонтальных скважин, обеспечивающее в перспективе увеличение эффективности добычи нефти на Куюмбинском месторождении.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Геологическая часть.....	6
1.1 Общие сведения о месторождении.....	6
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	9
1.3 Нефтегазоносность разреза.....	12
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов.....	24
1.5 Запасы нефти, газа, КИН.....	30
1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза.....	31
2 Технологическая часть.....	35
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения.....	35
2.2 Анализ проектных и фактических показателей разработки.....	37
2.3 Анализ реализации программы опытно-промышленных работ.....	43
2.4 Характеристика текущего состояния разработки.....	50
2.5 Анализ добывающего и нагнетательного фонда.....	53
3 Специальная часть.....	65
3.1 Горизонтальное бурение.....	65
3.2 Расчет и сравнение дебитов вертикальных и горизонтальных скважин на Куюмбинском месторождении.....	68
3.3 Перспективы применения бурения горизонтальных скважин на Куюмбинском месторождении.....	69
3.4 Конструкция и технология бурения горизонтальных скважин.....	76
4 Безопасность и экологичность проекта.....	83
4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	83
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	85
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	86
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	88
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	90
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	91
4.7 Безопасность и экологичность проекта.....	92
Заключение.....	94
Список сокращений.....	96
Список использованных источников.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Каждое месторождение нефти уникально и требует индивидуального подхода. Эту истину знает каждый нефтяник, занимающийся разработкой месторождений. В то же время каждое нефтяное месторождение проходит определенный жизненный цикл, состоящий из нескольких характерных этапов. От правильного выбора системы разработки, учитывающее множество факторов, присущих конкретному месторождению, зависят и длительность «жизненного» цикла месторождения, и достижение высокой выработки запасов нефти из продуктивных пластов.

Рациональная система разработки нефтяных и газовых месторождений должна обеспечить минимальное взаимодействие между скважинами, не приводящее к снижению суммарного дебита скважин, обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи и минимальную себестоимость нефти.

Объектом исследования данной работы является Куюмбинское месторождение, открытое в 1973 г. параметрической скважиной № К-1.

За историю разработки месторождение претерпело несколько установленных сроков начала промышленной разработки. Пересматривалась структура пустотного пространства. Изменялись проекты промышленного обустройства, изменялись технологии бурения скважин. Все это отражалось в проектных документах разработки месторождения.

В настоящее время месторождение находится на этапе проведения опытно-промышленных работ с целью подготовки к промышленному освоению.

Промышленную разработку месторождения планируется начать в 2017г. Начнется I стадия разработки, которая характеризуется тем, что рост добычи нефти идет за счет ввода в разработку новых скважин из бурения. И поэтому на данном этапе актуальным моментом является рациональный выбор сетки, конструкции, техники и технологии бурения скважин.

Целью данной работы является поиск наиболее перспективных путей развития разработки Куюмбинского месторождения.

Для достижения данной цели поставлены следующие задачи:

- анализ состояния разработки Куюмбинского месторождения;
- анализ проектных и фактических показателей разработки;
- анализ перспективности применения бурения горизонтальных скважин на Куюмбинском месторождении;
- оценка экономической эффективности применения горизонтального бурения.

В работе проведен анализ основных показателей разработки на период 2012 – 2014гг. В спецчасти и в геологической части – в том числе на 2017г.

Применение бурения горизонтальных скважин рассмотрено как один из методов интенсификации добычи нефти и увеличения полноты её извлечения из недр. Для обоснования правильности выбора этого метода проведен сопоставительный анализ промысловой информации горизонтальных и находящихся рядом наклонно-направленных скважин.

В работе освещены вопросы обеспечения промышленной и экологической безопасности проекта на рассматриваемый период.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Куюмбинское НГК месторождение расположено в Красноярском крае на юге Эвенкийского муниципального района на территории Байкитского и, частично, Богучанского районов Красноярского края, входит в состав Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ).

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. Расположение месторождения и лицензионных участков изображено на рисунке 1.

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в районе с практически неразвитой инфраструктурой.

Дороги в пределах площади работ отсутствуют. При проведении полевых работ используется только тракторно-вездеходный транспорт по профилям. Летом путями сообщения служат выючные тропы. Основным путём сообщения является водный - по реке Подкаменная Тунгуска. Река судоходна около двух-трёх недель. Отсутствие сети дорог приводит к тому, что передвижение возможно только в зимнее время.

Для обеспечения объекта работ необходимыми материалами предусматриваются три вида транспорта: водный, авиационный и наземный. Основной из них - самолётом по маршруту Красноярск – Байкит, вертолетом по маршруту Байкит – скважина.

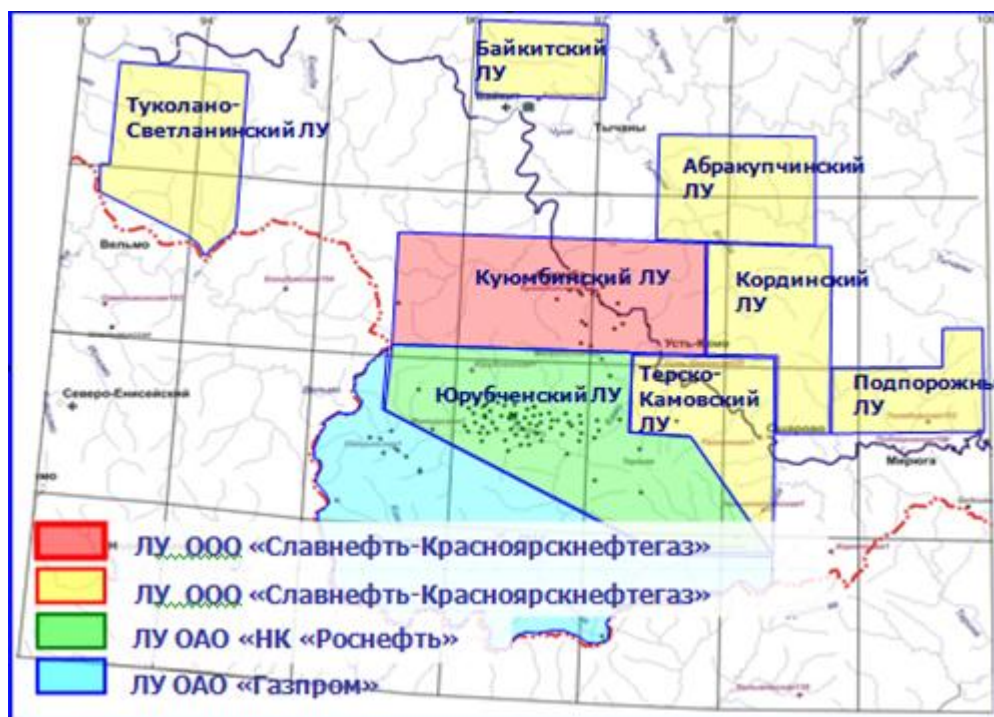


Рисунок 1 – Схема расположения района работ

С географической точки зрения район работ приурочен к юго-западной части Средне-Сибирского плоскогорья и располагаются в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски, в бассейне левого притока последней – р. Камó.

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

Главной водной артерией района является река Подкаменная Тунгуска. Её берега крутые и обрывистые, местами имеют каньонообразный вид. Территория участков расчленена густой сетью мелких, средних рек и ручьёв. Мелкие озёра, старицы, заболоченные поймы развиты по долинам наиболее крупных рек (Тайга, Камо), особенно в их низовьях. Долины рек и ручьёв узкие, ширина их не превышает 150 м. Глубина рек изменяется от 0,3 ÷ 0,5 м на перекатах до 2,0 м на плёсах. Толщина льда к концу зимы достигает 0,5 ÷ 0,7 м, мелкие реки промерзают до дна.

Растительность типична для сибирской тайги и представлена хвойными и лиственными породами деревьев: елью, кедром, пихтой, лиственницей, сосной, осиной и берёзой. В поймах рек – заросли кустарников и трав. Боровая птица, олень, лось, медведь. Заповедные территории и заказники отсутствуют.

Климат района резко континентальный. Зима холодная и продолжительная - 6 месяцев (середина октября - середина апреля). По данным гидрометеорологического центра Среднесибирского УГМС средняя месячная температура самого холодного месяца (января) – 30,4 °С, минимальная – 62 °С. Устойчивый снежный покров достигает к концу зимы 0,4 ÷ 0,6 м. Наибольшая высота снежного покрова 1,82 м. Грунт промерзает на глубину 0,7 ÷ 1,5 м.

Лето жаркое и короткое, всего 3 месяца (начало июня – конец августа). Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июля) + 24,9 °С.

Среднегодовая температура – 7 °С. Период со среднесуточной температурой воздуха менее 8 °С – 266 дней (средняя температура – 14,5 °С), менее 10 °С – 282 дня (средняя температура – 13,2 °С). Среднее число дней с осадками за год – 196. Годовая сумма осадков 518 мм.

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

Геокриологическое особенностью района является малая толщина многолетнемёрзлых пород, изменяющаяся от 0 до 340 м. Сезонное промерзание

продолжается до середины мая, достигая 230 ÷ 240 см. Соотношение по площади многолетнемёрзлых пород и сезонно мёрзлых пород примерно 1:1.

Продолжительность отопительного сезона составляет 266 суток.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Литолого-стратиграфический разрез характеризуется по данным глубокого бурения (параметрического и поисково-разведочного), а также по результатам сейсморазведочных работ и других видов исследований.

Кристаллический фундамент рассматриваемого района представлен метаморфическими образованиями архейско-протерозойского возраста.

Скважинами вскрыты породы рифея, венда, кембрия, реже ордовика и четвертичными отложения. В подошве венда фиксируется резкое угловое и стратиграфическое несогласие, и отложения венда перекрывают разновозрастные толщи рифея.

Выделяются два структурно-тектонических этажа: нижний, соответствующий основанию (кристаллический фундамент) и верхний - осадочный чехол.

Согласно принятой модели Куюмбинское месторождение имеет блоковое строение, объясняющее наблюдаемые скачки флюидальных контактов. Все выявленные залежи относятся к стратиграфическому тектонически-экранированному типу.

Куюмбинское месторождение включает Северо-Куюмбинскую газовую залежь, Куюмбинскую и Южно-Куюмбинскую группы нефтегазовых залежей, Камовскую, Абракупчинскую, Западно-Кординскую и Кординскую залежи. В основном же границы залежей были связаны с тектоническими нарушениями.

В подсчёте 2015 г. было определено, что копчёрская толща является флюидоупором (о чем свидетельствуют результаты испытания скважин) и выделяют 3 основных продуктивных горизонта, которые отделяются друг от друга копчёрской и токурской, преимущественно, глинистыми толщами, с

соответствующими им ОГ (отражающими горизонтами):

- горизонт P0, приуроченный к отложениям ирэмэкэнской толщи, покрывающая - базальные отложения венда, залегающие на эрозионной поверхности рифея;

- горизонт P1, охватывающий юктенскую, рассолкинскую и вингольдинскую толщи, покрывающая – аргиллиты токурской толщи, а там, где последняя размывта, вендские отложения;

- горизонт P2 охватывающий мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую толщи, покрывающая – отложения копчёрской толщи, а в зонах отсутствия последней – базальные уровни венда.

Также внутри токурской, копчёрской и мадринской преимущественно глинистых толщ могут находиться продуктивные подгорizontы, так в скважине К-206 из отложений копчёрской толщи получены приток газа – 11,2 тыс. м³/сут и плёнки нефти (0,36 м³/сут). В скважине К-305 (Северо-Куюмбинская залежь, приуроченная к выходам мадринской толщи) из отложений мадринской толщи получены притоки газа до 262,1 тыс. м³/сут. Принята следующая индексация подгорizontов:

- P0 tk – возможно продуктивный горизонт внутри токурской толщи;
- P1 kp – продуктивный горизонт внутри копчёрской толщи;
- P2 mdr – продуктивный горизонт внутри мадринской толщи.

Эти изменения привели к корректировке границ рифейских залежей, что в свою очередь повлекло за собой изменение количества выделяемых залежей.

Продуктивные горизонты в разрезе Рифея изображены на рисунке 2.

Стратиграфическое деление				Нефтегазогеологическое деление		Каротаж ГК НГК 1.0 2.0 3.0 4.0 5.0 y.e 1 1 1 1 1 0 4 8 12 16 Y		
Система	Отдел	Толща	Под-толща	Горизонты				
				Гос.баланс 01.01.2014г	Уточненная модель 2014г			
Рифейская - R	Верхняя R ₃	Ирэмэнская-R ₃ im	Верхняя	P1+2ad	P0			
			Нижняя				P0	
	Средняя - R ₂	Вингольдинская - R ₂ vng	Верхняя		P1			
							Нижняя	
			Расоллинская-R ₂ rsl					
			Юлтенская - R ₂ jkt					
			R ₂ кр				P1кр	
			Куомбинская-R ₂ kmb				Верхняя	P2
							Средняя	
							Нижняя	
			Юрубченская-R ₂ jrb				Верхняя	
							Средняя	
	Нижняя - R ₁	Мадринская-R ₁ mdr			P2еж		P2mdr	
			Возрашэвская-R ₁ vdr					

Рисунок 2 – Продуктивные горизонты в разрезе Рифея

1.3 Нефтегазоносность разреза

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение является сложным по своему геологическому строению. 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 P_{1+2ad} – нефтегазоконденсатные залежи;
- пласт P_{2ez} – 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: P_{2ez} , P_{1+2ad} и P_0 . 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 были определены элементы залегания рифейских отложений: диапазон изменения угла падения пластов составил 0.8° - 30.0° при среднем значении 16.0° . Азимут падения пластов – в основном Юг-Юго-Запад, что изображено на рисунке 3.

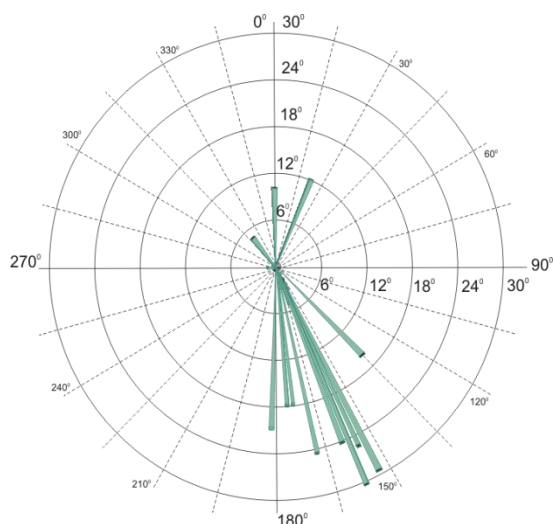


Рисунок 3 - Распределение величин углов падения рифейских отложений с учетом азимутов простирания

По результатам сейсмических работ установлено, что месторождение имеет блоковое строение, что можно увидеть на рисунках 4, 5, 6. 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.

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.

На рисунке 7 видно, что 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 Р_{2cz}

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 P_{1+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, при испытании которого получен приток нефти дебитом 1.6 м³/сут.

Высота газовой части залежи составляет 150 м, нефтяной – 145 м.



Рисунок 4 - Блоковое строение

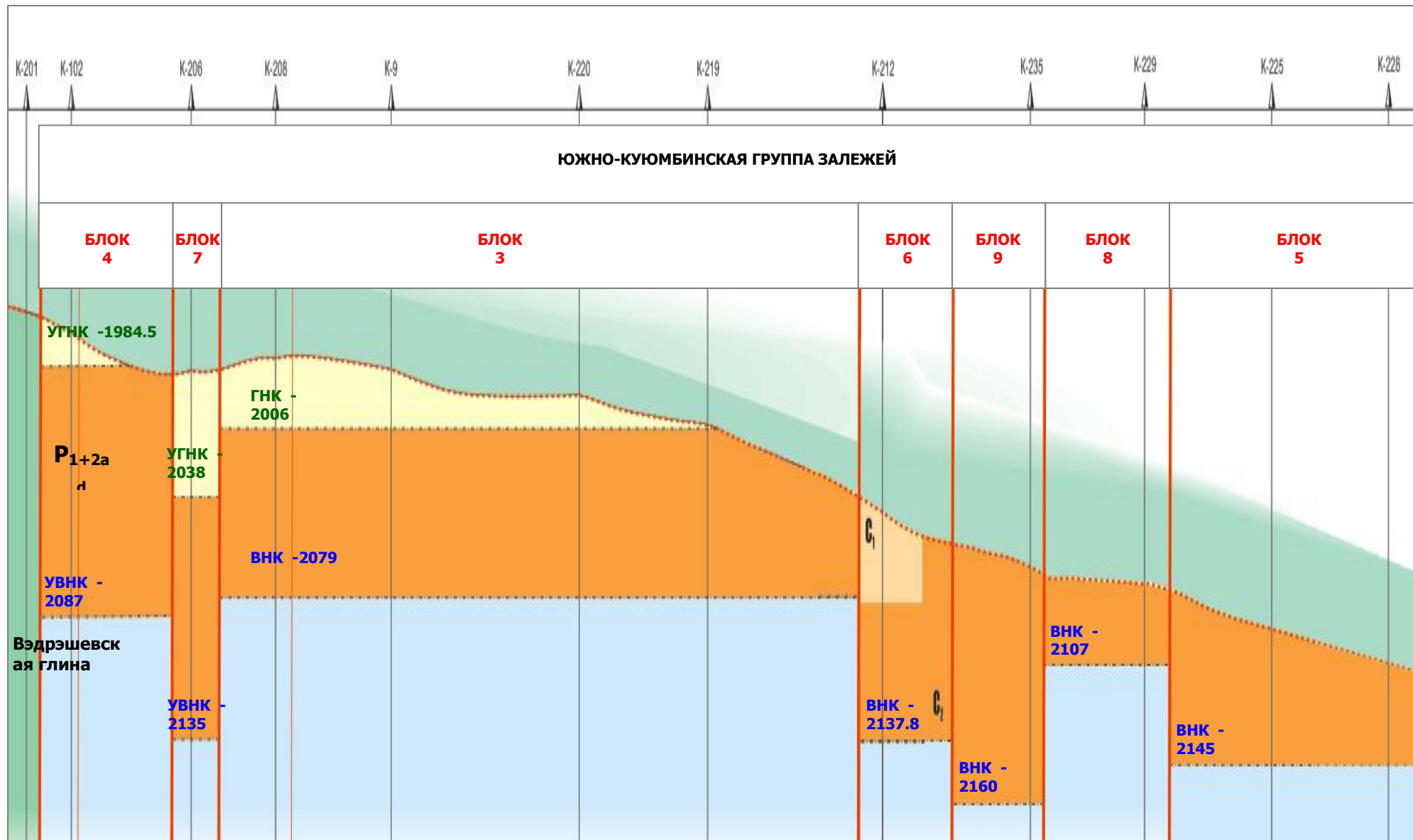


Рисунок 5 - Схематичные профильные разрезы по линиям скв. №№ К-201 – К228

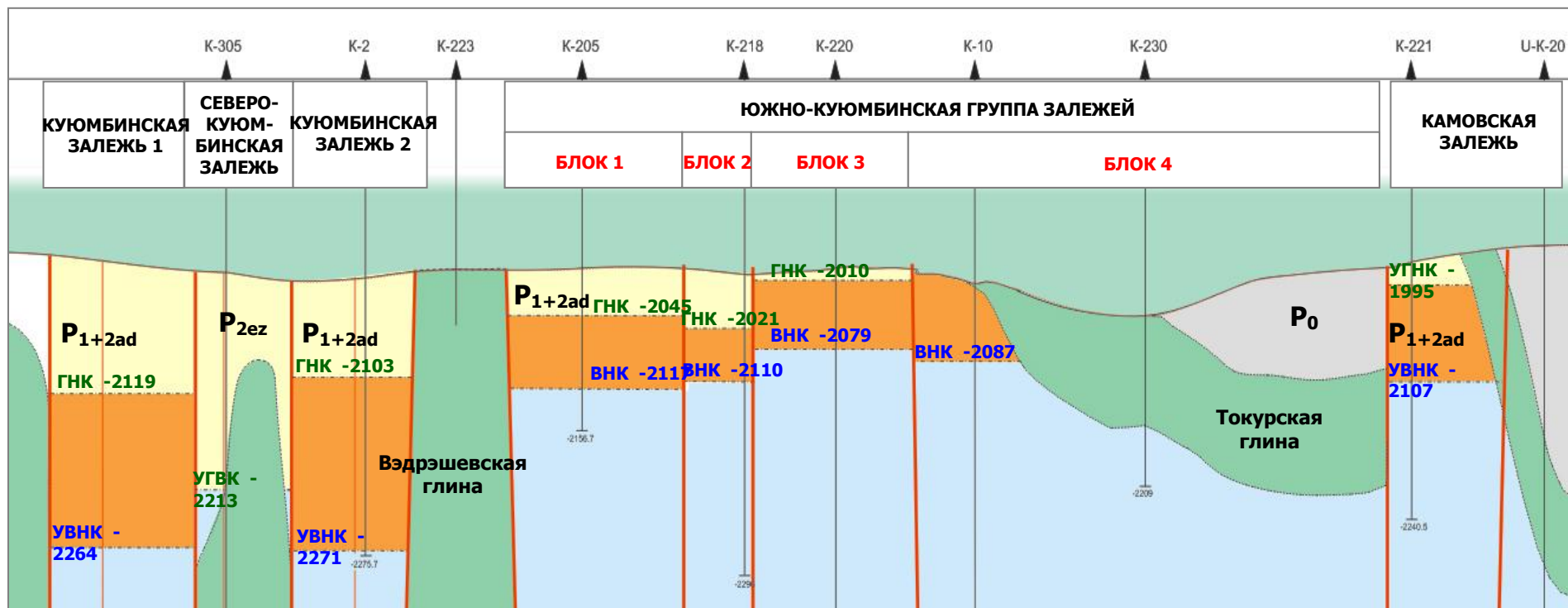


Рисунок 6 - Схематичные профильные разрезы по линиям скв. №№ К-305 – ЮК-20

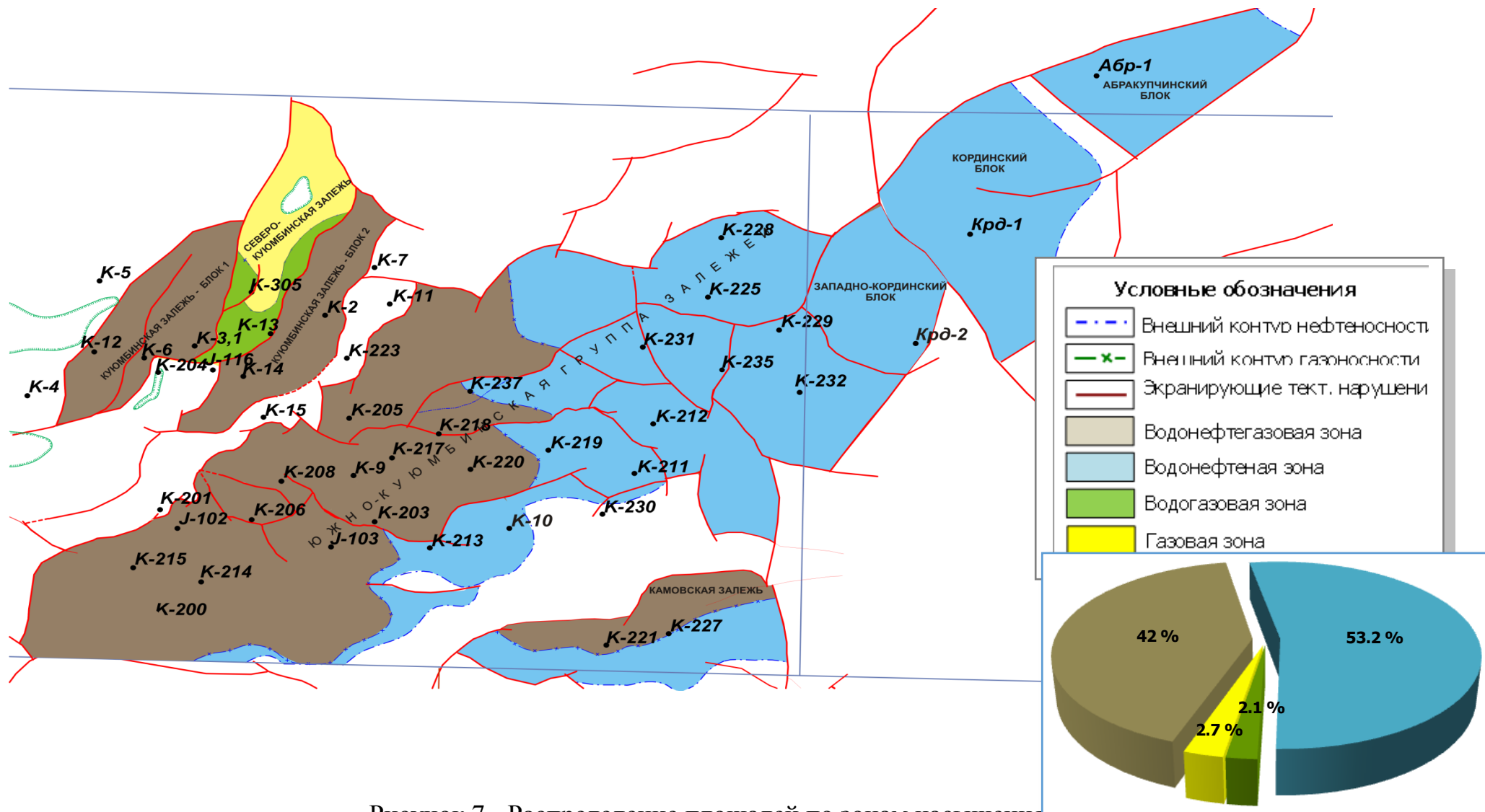


Рисунок 7 - Распределение площадей по зонам насыщения

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 –89,5м.

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 -2137,8м получен приток жидкости дебитом 28,5м³/сут, из которых 1,7 м³/сут нефти. ВНК принят на а.о. -2137,8м 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 (1,07м³/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 (-1996,6-2000,7м) получен приток нефти плотностью 0,81 г/см³ дебитом 20,7м³/сут, дебит газа 53,8 тыс.м³/сут.

В скв. К-221 при совместном испытании интервалов перфорации 2404-2408м (а.о.-1995-1999м) и 2412-2416 (а.о.-2002,5-2006,5м) получен приток нефти плотностью $0,815 \text{ г/см}^3$. Дебит нефти на штуцере $\varnothing 5,2 \text{ мм}$ составил $14,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит газа $1,35 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$. 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. Крд№ -1 испытано пять объектов. Притоки нефти при испытании получены в верхних трех объектах (III-V) и составили от $3,7$ до $10,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности от 5 до 70%.

I объект в интервале перфорации -2735-2742м (а.о.-2249,3 -2256,3) – «сухой».

При испытании II объекта в интервале перфорации 2717-2725м (а.о. - 2231,3-2239,3м) получен приток пластовой воды плотностью $1,17 \text{ г/см}^3$ с тонкой пленкой нефти макс. дебитом $2,31 \text{ м}^3/\text{сут}$ при СДД = 141,97 атм. (замеренном на глубине 2695 м).

При испытании III объекта в интервале перфорации 2699-2714 м (а.о.- 2213,3-2228,3м) по результатам проведенных ГДИ получен непереливающий совместный приток нефти, плотностью $0,836 \text{ г/см}^3$ и пластовой воды, плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$. Дебит нефти составил $5,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, при среднем забойном давлении $207,49 \text{ кгс/см}^2$, при этом дебит пластовой воды составил $0,64 \text{ м}^3/\text{сут}$. 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. -2187,8-2198,8м) получен фонтанный совместный приток нефти, дебитом 10,5 м³/сут, и пластовой воды дебитом 15,7 м³/сут, дебит газа 1 тыс. м³/сут.

При испытании V объекта в интервале перфорации 2663-2672 м (а.о.-2177,3-2186,3м) получен совместный приток пластовой воды и нефти общим дебитом 9,3 м³/сут. Дебит нефти 3,7 м³/сут, дебит воды 5,6 м³/сут.

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

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 м³ /сут при обводненности 30%.

При этом по результатам проведенных гидродинамических исследований наиболее низкого II объекта в интервале перфорации 2713-2720 м (а.о. -2306,3-2313,3м) получен непереливающий совместный приток пластовой воды плотностью 1,165 г/см³ и нефти плотностью 0,826 г/см³ с общим дебитом 4,7 м³/сут при среднем забойном давлении 215,3 атм. В том числе, дебит нефти 3,5 м³/сут, дебит пластовой воды 1,2 м³ /сут. В процессе освоения произошло падение дебитов нефти до 0,03 м³/сут за счет оттеснения её пластовой водой и, соответственно, обводненность продукции выросла с 27 до 99%. Дебит пластовой воды при этом достигал 12,3 м³ /сут.

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

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

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 – 53м.

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Эффективные толщины в разрезах скважин определены 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 рифейских отложений оценивалась по данным ГК с использованием, установленной по керну зависимости между весовой глинистостью (Сгл) и двойным разностным параметром $\Delta J_{ГК}$. К коллекторам отнесены породы с глинистостью ниже 12%. Выбор граничного значения глинистости контролировался показаниями других методов ГИС – ЭК, МБК и АК и результатами испытаний.

По полученным в скважинах значениям эффективных толщин были построены карты доли коллекторов в пласте.

По картам эффективных нефте- и газонасыщенных толщин были рассчитаны эффективные нефтенасыщенные и газонасыщенные объемы

залежей и определены средние значения эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин для каждой залежи.

Коэффициенты пористости определены по результатам исследования керна и ГИС.

- По результатам петрофизических исследований установлено, что: матричная часть коллекторов представлена низкопористой породой и практически полностью насыщена остаточной водой;

- проницаемость пород определяется, в первую очередь, трещинами; поровая часть матрицы практически непроницаемая;

- фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов месторождения в полной мере не могут быть оценены по керну в связи с наличием крупных элементов пустотного пространства, в основном трещин, соизмеримых или существенно превышающих размеры стандартных и полноразмерных образцов.

Общая пустотность коллекторов рифея (Кпоб) определялась по данным ГИС – по комплексу данных нейтронного, акустического и плотностного каротажей в соответствии с установленной литологической моделью.

Для подсчета запасов использовался коэффициент эффективной (трещинной и трещинно-каверновой) емкости. Величина эффективной емкости (Кптек) рассчитывается как разница между общей и матричной пустотностью пород-коллекторов.

Средневзвешенные значения эффективной пористости для нефтяной и газовых частей каждой из залежей приняты путем осреднения полученных данных по скважинам.

Нефтегазонасыщенность для трещинных и каверно-трещинных коллекторов, как правило, геофизическими методами не определяется.

Коэффициент нефтегазонасыщенности принят на основе выполненных ранее специальных исследований образцов большого диаметра (Конторович А.А., 1998 г.). Исходя из величин остаточной водонасыщенности, определенных на этих образцах, $K_{нг}$ принят равным 0,9, что согласуется с

имеющимися литературными данными и по другим объектам, приуроченным к коллекторам трещинного типа (Тхостов Б.А., Везирова А.Д. и др., 1970 г.) и в сравнении с утвержденной ГКЗ-2007 не изменился.

Пластовое давление, температура и физические свойства нефти и газа.

Куюмбинское месторождение охарактеризовано 50 глубинными и 168 поверхностными пробами нефти, 26 пробами свободного газа, 24 пробами конденсата. Проведены 7 газоконденсатных исследований и 2 исследования товарных свойств нефти. По результатам анализа условий отбора наличие в продукции скважины газоконденсатной смеси и т.д. значительное количество проб было признанной не кондиционными. Представительными были признаны 8 проб из 4 скважин.

Параметры для подсчета запасов нефти и растворенного газа, такие как - плотность, объемный коэффициент и газосодержание определены при давлении насыщения на абсолютной глубине соответствующей середине запасов нефти. Зависимость изменения давления насыщения нефти с абсолютной глубиной определена на основании PVT модели.

В настоящем подсчете для всех залежей рифейских продуктивных горизонтов Куюмбинского месторождения плотность нефти составляет – 0,822 г/см³. В предыдущих подсчетах плотность нефти принята по 15 глубинным пробам для Куюмбинской и Южно-Куюмбинской группам залежей равной 0,82 г/см³, по 2 глубинным пробам для Камовской залежи- 0,828 г/см³.

Объемный коэффициент пластовой нефти по результатам ступенчатого разгазирования представительных глубинных проб нефти изменяется от 1,209 до 1,322 и среднеарифметическая величина составляет – 1,278. Газосодержание изменяется от 127 м³/т до 164,3 м³/т и в среднем составляет 149 м³/т. Параметры подсчета запасов нефти и растворенного газа для залежей, полученные на основании PVT модели с учетом градиента изменения свойств нефти с глубиной.

Для определения начального пластового давления, а также градиентов изменения пластового давления с глубиной, использованы результаты

интерпретации КВД. Градиенты изменения пластового давления с глубиной определены на основании плотности нефти, воды и газа в пластовых условиях. Результаты определения пластового давления приведенные к абсолютным отметкам кровли, ГНК, середины запасов нефти и газа.

Конечное пластовое давление (P_k) рассчитывалось по барометрической формуле. Для глубин расположения залежей (при средней альтитуде скважин 300 м) конечное пластовое давление составило 0,1 МПа.

Пластовая температура определялась по графику зависимости изменения пластовой температуры с глубиной. Поправка на температуру (f) для приведения объема газа к стандартным условиям (20°C) определялась, как отношение стандартной температуры (293 К) к пластовой $f = T_{ст}/T_{пл}$ (в Кельвинах) и составила для Северо-Куюмбинской залежи 0,964, Куюмбинской группы залежей 0,967, для Южно-Куюмбинской группы – 0,967-0,970 и для Камовской группы – 0,970.

Поправки на сжимаемость газа при начальном (a_0) и конечном ($a_{ост}$) пластовых давлениях рассчитывались, исходя из состава газа, а также значений пластового давления и температуры и составили для Северо-Куюмбинской залежи – 1,284, Куюмбинской группы залежей -1,285-1,287, для Южно-Куюмбинской группы – 1,285-1,297 и для Камовской группы залежей– 1,294.

Коэффициент сухости газа и потенциальное содержание C_{5+} приняты на основании результатов газоконденсатных исследований скважины К-205.

Потенциальное содержание конденсата принято равным 142 г/м³. Коэффициент сухости газа (пластовый газ без учета C_{5+} и выше) составил– 0,971.

Ранее утвержденное потенциальное содержание конденсата принято равным 135,0 г/м³, коэффициент сухости газа был принят 0,97 (по результатам газоконденсатных исследований в скважине 205 Куюмбинского месторождения) по всем группам залежей.

Параметры для подсчета запасов этана, пропана и бутана определены на основании результатов расчета состава пластового газа при проведении

лабораторных газоконденсатных исследований скважины К-205. Мольная доля компонентов (этана, пропана и бутана), определенная в результате расчета состава пластового газа была пересчитана на сухой газ на основании результатов определения мольной доли сухого газа в пластовом. В связи с тем, что при проведении газоконденсатных исследований скважины К-205 содержание гелия в пластовом газе не определялось, мольная доля данного компонента определена на основании результатов хроматографического анализа представительных устьевых проб свободного газа и газа газовых шапок.

Ранее утвержденные средние значения содержания этана – 6,11%, пропана – 2,34%, бутана – 0,97%, гелия – 0,17% (протокол №1524-дсп от 18.02.2008 г).

Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти (КИН) представлено в книге 3 (ТЭО КИН) настоящего отчета (КИН-0,342).

Коэффициент извлечения конденсата принят равным 0,54 на основании единственного представительного исследования в скв. К-205.

Нефть продуктивных отложений Куюмбинского месторождения особо легкая (средняя плотность нефти в стандартных условиях составляет 0,822 г/см³), маловязкая (вязкость пластовой нефти в стандартных условиях - 6,4 мПа·с). Нефти по содержанию смол относятся к малосмолистому типу, количество смолистых компонентов равно 3,83%. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, его содержание равно 0,9%. Содержание серы в нефтях составляет 0,127% и по количеству нефти относят к типу малосернистых.

Свободный газ продуктивных отложений по составу относится к метановым. Содержание метана составляет в среднем 76,97%. В среднем газ содержит 8,77% этана, 3,17% пропана, 0,41% изо-бутана, 0,73% нормального бутана, 0,18% изо-пентана, 0,19% нормального пентана, 0,45% гексана + высших УВ, 8,42% азота, 0,57% углекислого газа.

Конденсаты залежей Куюмбинского месторождения легкие, среднее значение плотности составляет $0,716 \text{ г/см}^3$, маловязкие $0,65 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, характеризуются низким содержанием серы $0,044\%$ и твердого парафина $0,34\%$ масс.

Гидрогеологическая характеристика продуктивных пластов Куюмбинского месторождения представлена по данным исследования 52 проб воды.

Пластовые воды продуктивных отложений месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу с минерализацией 258 г/дм^3 , плотностью от $1,136-1,22 \text{ г/см}^3$. В водах присутствуют йод ($10-63,5 \text{ мг/дм}^3$), бор ($21,64-84,52 \text{ мг/дм}^3$) и бром ($143,6-3360 \text{ мг/дм}^3$).

Воды такой минерализации в практике здравоохранения в естественном виде не используются, поскольку, согласно исследованиям Центрального института курортологии и физиотерапии, оптимальной для наружного использования является минерализация $35-50 \text{ г/л}$. В связи с этим пластовые воды Куюмбинского месторождения могут быть использованы для наружного использования при разведении дистиллированной водой в 5 раз. При 20-кратном разбавлении возможно внутреннее применение (минерализация - $13,4 \text{ г/л}$, бром $0,136 \text{ мг/л}$, $\text{pH}=7,13$).

Следует учитывать, что рассолы являются многокомпонентной сложной системой, для которой в настоящее время нет научно-обоснованных норм применения, хотя доказано положительное воздействие на организм человека таких элементов, как медь, кобальт, марганец, молибден. Установлено, что они способствуют лучшему всасыванию в желудочно-кишечном тракте, стимулируют кроветворение. При прочих благоприятных показателях данные рассолы могут применяться для лечения кожных и гинекологических заболеваний, периферической и центральной нервной системы, опорно-двигательного аппарата, сердечно-сосудистой системы.

Естественный режим работы продуктивных пластов нефтяных залежей обуславливается наличием активной подошвенной воды и является

упруговодонапорным. Режим работы газонефтяных залежей обуславливается наличием активной подошвенной воды и газовой шапки.

1.5 Запасы нефти, газа, КИН

Подсчет запасов нефти, газа и конденсата по Куюмбинскому НГК месторождению по состоянию изученности на 01.01.2007 г. утвержден ГКЗ РФ в ноябре 2007 г. (протокол № от 1524-ДСП от 12 декабря 2007 г.) по 12 залежам в рифейских отложениях. В качестве дополнения к этому отчету была представлена и утверждена оценка запасов по состоянию изученности на 01.01.2008 г. Оперативные подсчеты запасов нефти и газа проводились на месторождении в 2008-2013 гг. Последний оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по Куюмбинскому НГКМ был выполнен по состоянию изученности на 01.01.2014 г. (Роснедра № 18/89-пр от 05.02.2014 г.).

В 2015 г утверждены геологические запасы по 19 залежам Куюмбинского НГКМ. Числящиеся на Госбалансе по состоянию на 01.01.2015 г остаточные геологические/извлекаемые запасы Куюмбинского месторождения указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Остаточные геологические/извлекаемые запасы

Блок, залежь	Нефть, тыс.т		Растворенный газ, млн.м ³		Газ ГШ, млн.м ³		Газ СВ ₃ , млн.м ³		Конденсат, тыс.т	
	Геол./извл.		Геол./извл.						Геол./извл.	
	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂	C ₁	C ₂
Куюмбинский ЛУ	<u>331694</u>	<u>463667</u>	<u>50 107</u>	<u>70 530</u>	24211	102545	2236	11210	<u>3 756</u>	<u>16 154</u>
	108194	171180	63403	29023					2 029	8 724

В таблице 2 представлены подсчетные параметры и начальные запасы нефти по Куюмбинскому месторождению:

Таблица 2 – Подсчетные параметры и начальные запасы нефти

Залежь (блок), продуктивный горизонт	Категория запасов	Параметры подсчета					Запасы нефти	
		площадь нефтеносности	нефтенасыщенная толщина	коэффициенты			геологические	извлекаемые
				пористости	нефтенасыщенности	извлечения		
тыс.м ²	м	д.ед.	д.ед.	д.ед.	тыс.т	тыс.т		
Куюмбинская 1	C ₁	13097	110,3	0,011	0,9	0,342	9013	3082
	C ₂	46355	80,9	0,011	0,9	0,342	23405	8005
Куюмбинская 2	C ₁	56475	114,6	0,023	0,9	0,342	84443	28880
	C ₂	151624	71,0	0,023	0,9	0,342	140493	480494
Южно-Куюмбинская группа залежей	C ₁	676432	51,7	0,011	0,9	0,342	226574	77488
	C ₂	1143919	54,3	0,011	0,9	0,342	380302	130064

Основные изменения в запасах углеводородов по сравнению с предыдущими отчетами по подсчету запасов Куюмбинского месторождения обусловлены уточнением структурно-тектонической и петрофизической модели строения продуктивных отложений, а также существенным изменением положения межфлюидальных контактов залежей по данным дополнительного бурения и испытания скважин.

1.6 Осложняющие факторы геологического строения разреза

Месторождение имеет крайне сложное геологическое строение. Для продуктивного интервала рифейских отложений характерно значительное количество тектонических блоков, выходы аргиллитовой толщи на эрозионную поверхность, наличие интрузии гранитов.

Рифейские породы-резервуары характеризуются резкой изменчивостью емкостно-фильтрационных свойств, как по разрезу, так и по латерали, соответственно очень сильно изменяются и дебиты скважин – на небольших расстояниях они изменяются от нескольких сотен тонн в сутки до нулевых. По типу коллектор карбонатный, каверново-трещинный с открытой пористостью матрицы от 0.35 до 2.4 % и трещинно-каверновой ёмкостью до 6.5 %. Проницаемость по трещинам достигает 5.0 мкм², редко превышает 30 x 10⁻³ мкм².

На территории Куюмбинского ЛУ располагаются Куюмбинская, Северо-Куюмбинская и Южно-Куюмбинская группа залежей, которые связаны с самостоятельными тектоническими блоками. В каждой залежи выделяется свой уровень ВНК. Залежи относятся к массивному тектонически-экранированному типу.

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

В рифейских отложениях основными породообразующими минералами являются доломит (в редких случаях известняк), кварц и глинистые минералы. Карбонатность пород, как правило, изменяется от 90 до 100 %.

Видимая невооруженным глазом ёмкость рифейских коллекторов связана с кавернами и полостями выщелачивания, развитыми как вдоль поверхности трещин, так и внутри блоков породы, что видно на рисунке 8. Существенная часть ёмкости (определяемая методами насыщения и специальными методами капиллярной пропитки и др.) представлена микротрещинами, увязывающими в единую гидродинамическую систему эти полости и каверны. Проницаемость обеспечивают макротрещины, являющиеся также и дополнительным ёмкостным пространством, доля его в эффективной ёмкости породы может достигать и 100 %, хотя в среднем составляет 15 – 30 %.

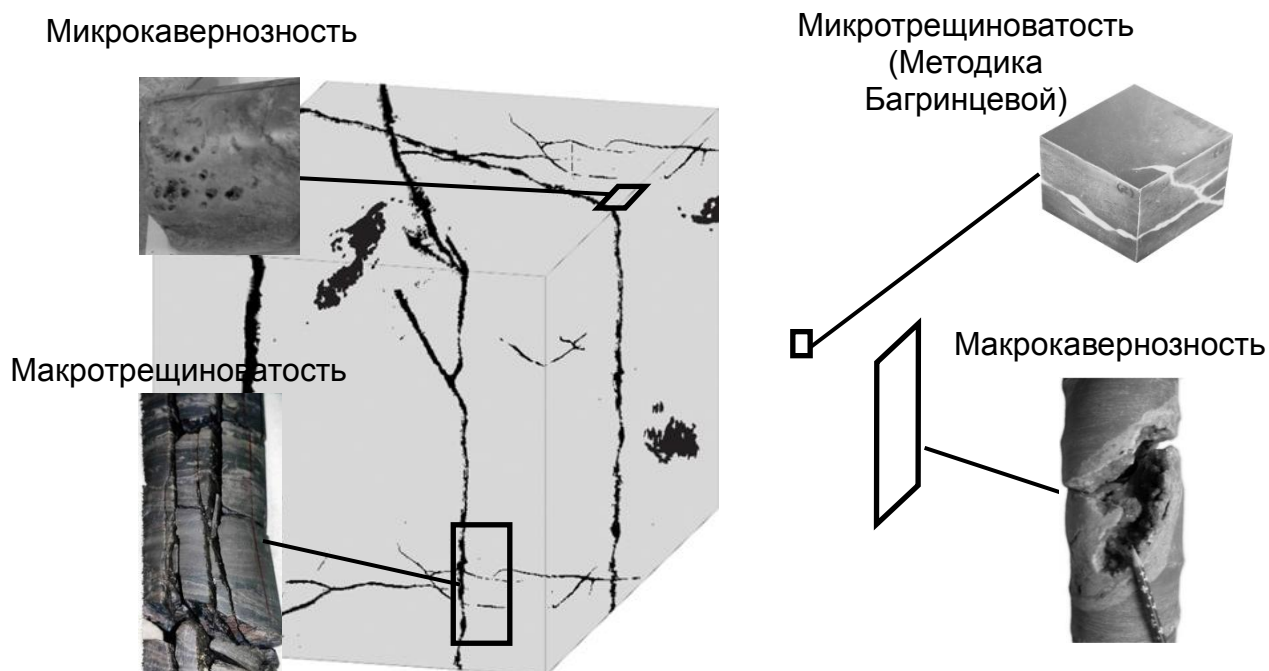


Рисунок 8 - Ёмкостная модель рифейского карбонатного коллектора

Для рифейских отложений характерна разнонаправленная система трещиноватости. По визуальному изучению керна, макротрещиноватость имеет преимущественно субвертикальную ориентировку. Это связано как с распределением тектонических нагрузок, так и с преимущественно нисходящим направлением движения инфильтрационных вод в период предвендского размыва.

По всему разрезу присутствуют микротрещины, которые имеют преимущественно хаотическую или горизонтальную ориентировку.

Матрица практически непроницаема и её пористость находится в пределах 0.35 – 1.5 %. Эффективной ёмкостью коллектора является совокупность гидродинамически сообщающихся трещин и приуроченных к ним каверн и пустот выщелачивания, достигающих 1.5 – 2 % от объёма породы; ёмкостные свойства коллектора обусловлены в основном кавернозностью и микротрещиноватостью, а фильтрационные – трещиноватостью. Таким образом, по типу карбонатные коллекторы рифея на северо-восточном участке Терско-камовского лицензионного блока относятся к каверново-трещинным.

Условно принимаем (и для гидродинамических моделей залежей), что микро- и макро-составляющие эффективной пустотности образуют единую (однотипную) систему фильтрации, т.е. каверново-трещинную ёмкость.

Межзерновые коллекторы в разрезе рифейских отложений распространены незначительно и связаны с единичными и маломощными прослоями песчаников, отмечаемых в отдельных скважинах среди доломитовой толщи.

2 Технологическая часть

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 технологическим документом на разработку месторождения является «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Куюмбинского месторождения», утвержденная протоколом ЦКР Роснедра № 3018 от 09.07.2003 г. сроком на шесть лет (с 2003 по 2008 гг.). Рекомендации по бурению скважин, в том числе и горизонтальных, не были выполнены за установленный период. Основная причина допущенного отклонения заключается в отставании реализации системы наземного обустройства и транспорта.

Следующий проектный технологический документ – «Технологическая схема разработки Куюмбинского месторождения в границах Куюмбинского лицензионного блока» (протокол ЦКР Роснедра № 4027 от 12.07.2007 г).

При проектировании была принята модель двойной структуры пустотного пространства (трещины и матрица). Принципиальные положения

документа предусматривали реализацию технологии газового воздействия с целью повышения эффективности процесса вытеснения нефти из блоковой матрицы рифейских отложений; обоснована первоочередная программа опытно-промышленных работ, предваряющая ввод месторождения в промышленную разработку. Основные решения в отношении программы исследовательских работ выполнены в установленные сроки.

В настоящий момент разработка месторождения ведется на основании «Дополнения к Технологической схеме разработки Куюмбинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5057 от 10.02.2011 г.). Необходимость составления данной работы была продиктована принципиальным пересмотром геологической модели месторождения - обосновано отсутствие эффективной пористости и проницаемости в матричной структуре породы (пустоты полностью водонасыщены с концентрацией на уровне остаточного значения). Эффективная пустотность и проницаемость продуктивных отложений обусловлена исключительно системой гидродинамически связанных каверн выщелачивания и трещин (протокол ГКЗ Роснедра № 1524-дсп, от 14.12.2007 г.).

Принципиальные положения:

С момента составления «Технологической схемы разработки...» уточнена геологическая модель месторождения и структура запасов по результатам выполненных исследований и мероприятий по доразведке, что определило необходимость уточнения проектных решений.

Принцип выделения объектов разработки наследуется из предыдущего проектного документа - пласты рифейского яруса объединены в один объект.

В работе рассмотрено два варианта разработки со следующими проектными решениями:

- Осуществление закачки воды в подошвенную часть продуктивного разреза (ниже ВНК), газа - в газовую шапку (возврат прорывного газа).

- Размещение ГС в одном уровне нефтенасыщенного разреза с дифференциацией интервала проводки по зонам насыщения.

- Разработка газоконденсатной шапки месторождения предполагается с 2034 г, после отбора 80% запасов нефти подгазовой зоны, переводом части нефтяного фонда в газовый и бурением новых газовых скважин.

- Размещение ГС по квадратной сетке 1000x1000 м (длина ГС - 700 м.), наклонно-направленных нагнетательных - 2830x2830 м.

- В зоне с пониженной проницаемостью и повышенной плотностью запасов предусмотрено бурение двуствольных горизонтальных скважин и перевод под закачку добывающих ГС после достижения обводненности продукции 98% с формированием нагнетательных рядов.

- Бурение добывающих горизонтальных скважин планируется на депрессии, эксплуатация в открытом стволе при депрессиях 2 МПа.

Актуальность представления настоящей работы связана с необходимостью увеличения количества участков опытно-промышленных работ ввиду высокой степени изменчивости ФЕС по площади залежей, без изменения в целом проектных показателей и принципиальных решений действующего ПТД (письмо ФА по недропользованию (Роснедра) № ИП 03 31/6392 от 13.06.2013 г.).

2.2 Анализ проектных и фактических показателей разработки

Анализируемый период разработки месторождения 2008 – 2013 гг.

Учитывая тот факт, что с момента составления первого проектного документа на разработку месторождения неоднократно выполнялась переоценка запасов, сопоставление проектных и фактических показателей в настоящей работе приводится на запасы, числящиеся на балансе по состоянию на дату 01.01.2013 г.

Обобщенное сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению за анализируемый период приводится в графическом виде на рис. 10.

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 м³/сут при годовом объеме закачанного агента 62.9 тыс.м³. 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 м³/сут, проектная – 162.5 м³/сут, что в 1.5 раза выше проектной, при годовом объеме закачанного агента 59.2 тыс.м³ (проект – 40.3 тыс.м³). 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 м³/сут, что в 4 раза больше проектной (44.8 м³/сут), при годовом объеме закачанного агента 48.7 тыс.м³ (проект - 14 тыс.м³). 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 м³/сут) находится в соответствии с проектным показателем (148.9 м³/сут), при годовом объеме закачанного агента 18.7 тыс.м³ (проект – 14.1 тыс.м³). 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 10.

Отклонение от проектных уровней добычи нефти в 2008÷2009 годах вызвано геолого-гидродинамическими особенностями строения продуктивных отложений, которые не были в полной мере учтены по причине низкой степени изученности.

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.

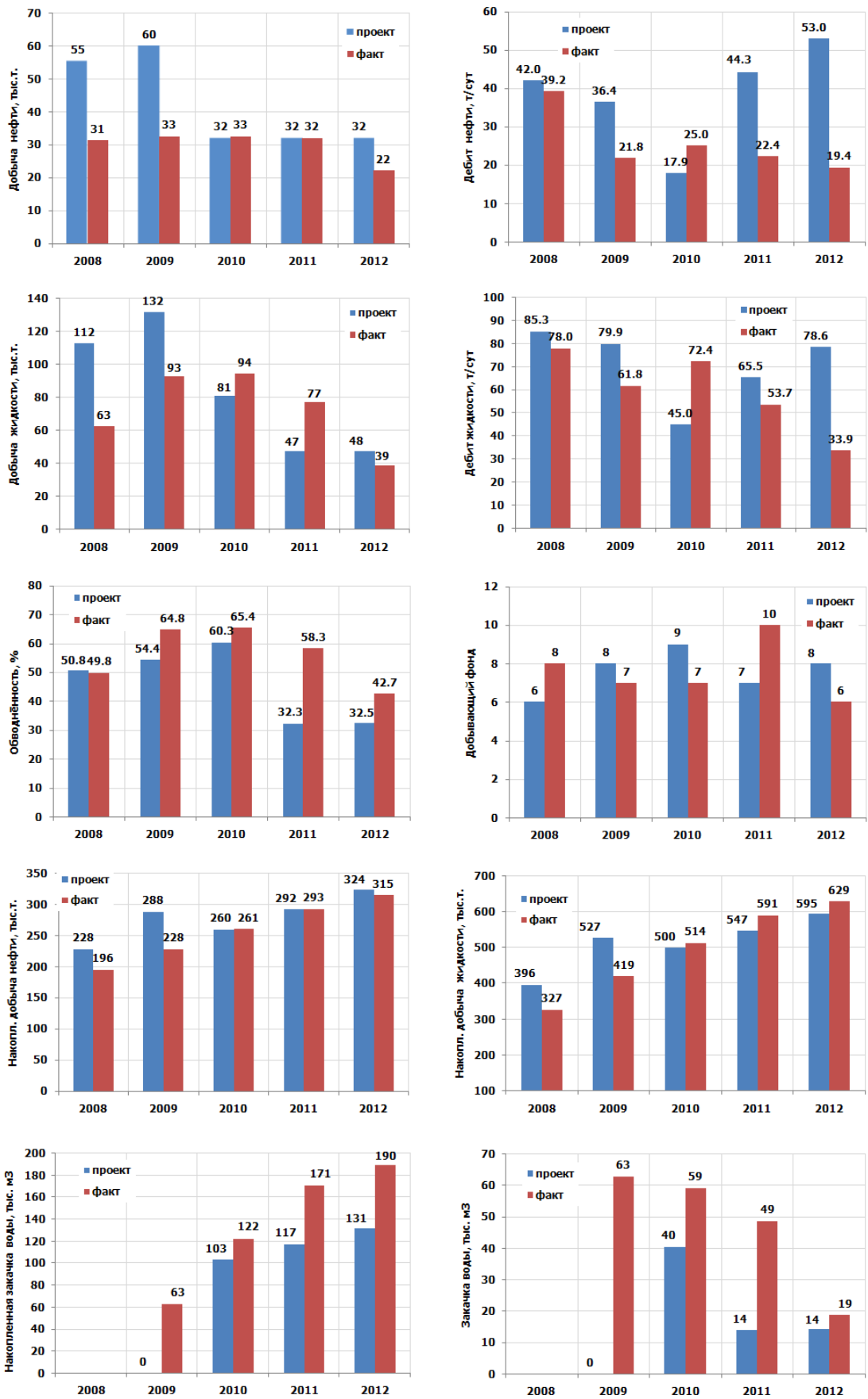


Рисунок 9 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки Куюмбинского месторождения

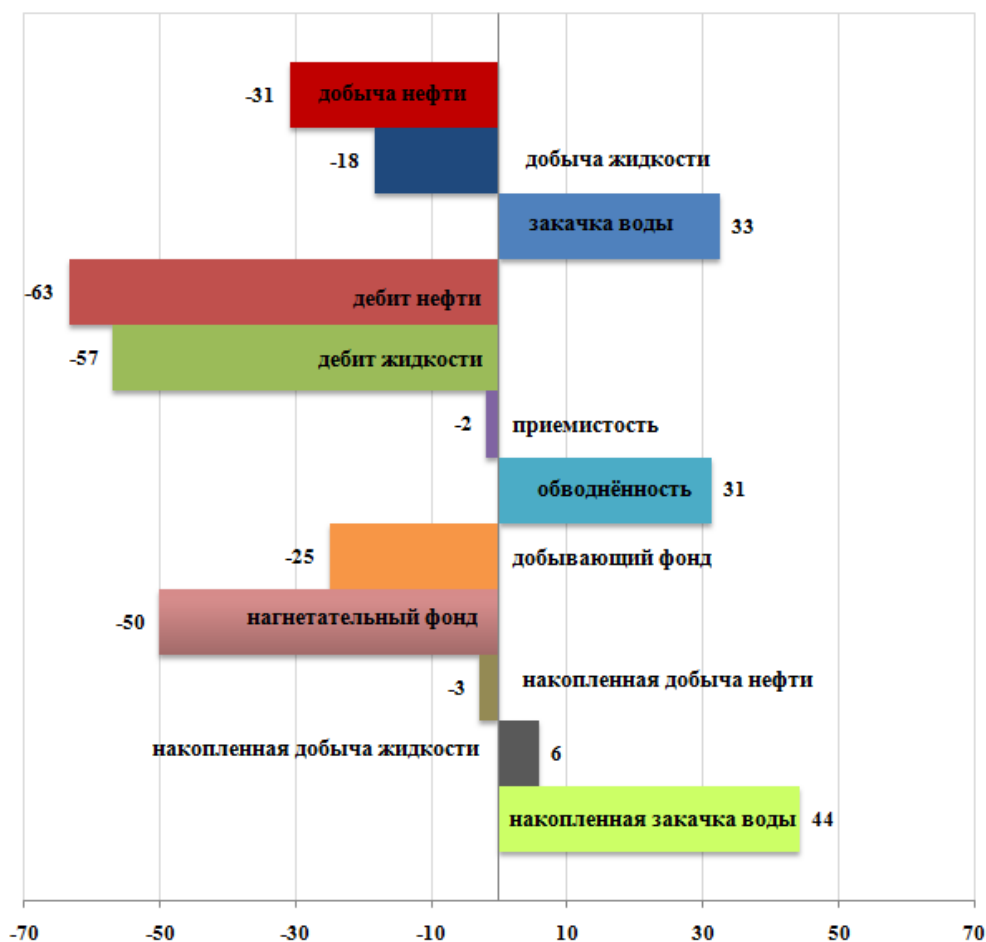


Рисунок 10 - Процент соответствия фактических показателей разработки проектным

2.3 Анализ реализации программы опытно-промышленных работ

Программа опытно-промышленных работ на месторождении нацелена 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.

На 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-Курумбинской 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.

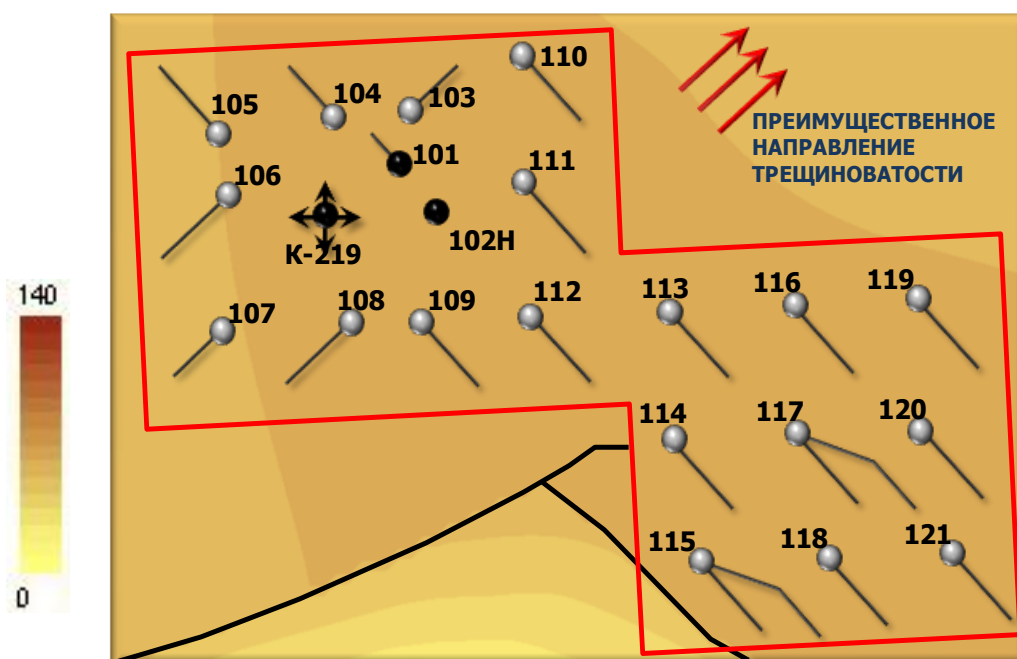


Рисунок 11 - Схема расположения скважин на участке ОПР-1

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 1000x1000 м (между центрами горизонтальных стволов). Схема расположения скважин первоочередного участка приведена на рис. 11.

2010 год

- предварительное (перед началом эксплуатационного бурения) проведение сейсморазведочных работ 3D на площади 300 км²;
- 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-Куюмбинской 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 1000х1000 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 12



Рисунок 12 - 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 км²;
- 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.

Сопоставление проектного и фактического объема работ представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Выполнение программы ГТМ и буровых работ за 2010-2012 гг.

	Бурение	3D, км ²	Перев.в ППД	Ввод в эксп.	Перев.в доб.	ГДИ, скв	Гидропр .	Опр.проф.п рит
2010 год								
проект	1	300	1	1		1		
факт	-	262	1	1		-		
2011 год								
проект	-	200			1	5		1
факт	2	438			-	2		-
2012 год								
проект	1		1			6	1	1
факт	1		-			2	1	-

В 2013г, согласно проектным решениям в бурении находились горизонтальные скважины №№ 203, 104, 106, 205 и 208.

Программа опытно-промышленных работ на месторождении по состоянию на 01.01.2013 г. реализована практически в полном соответствии с решениями действующего проектного документа:

2010 г. – введены в эксплуатацию горизонтальная скважина (№ 101); пробурены две поисково-оценочные скважины (скв. №№ Крд-1, Абр-1), проведены 3D сейсморазведочные работы - 262 км²; переведена в ППД разведочная скважина № К-219;

2011 г. – проведены 3D сейсморазведочные работы - 438 км²; интерпретированы материалы сейсморазведочных работ 3D; проведены длительные гидродинамические исследования на разных режимах эксплуатации скважин №№ 201, К-217; пробурена наклонно-направленная скважина № 202; горизонтальная скважина № 201; две поисково-оценочных скважины (скв. №№ К-237, Крд-2).

2012 г. – интерпретация материалов сейсморазведочных работ 3D; проведены длительные гидродинамические исследования на разных режимах эксплуатации скважин №№ 201, 202; гидропрослушивание; бурение наклонно-направленной скважины № 204; бурение одной поисково-оценочной скважины (скв. №Абр-2).

Предусмотренный в 2011 году перевод в добычу нефти эксплуатационной скважины № 102Н не осуществлен по техническим причинам. В дальнейшем планируется бурение БГС из этой скважины.

Согласно программе ОПР в 2013 г. в бурении находятся горизонтальные скважины № № 203, 104, 106, 205 и наклонно-направленная скважина № 208.

Дополнительно введены в пробную эксплуатацию из консервации две разведочные скважины (№№ К-211, К-221) и пробурена поисково-оценочная скважина № К-237, все скважины расположены за границами участков первоочередных работ.

В результате проведения 3D сейсморазведочных работ запасы блока 3 Южно-Куюмбинской группы залежей, в пределах которого находятся участки ОПР, пересчитаны в связи с уточнением местоположения разлома, отделяющего блок 3 от блока 2. Так же по результатам испытания новых интервалов разведочной скважины, уточнено положение ГНК в пределах участка ОПР1.

Согласно предложенной программе ОПР за период 2010-2012 гг. следующий объем работ не был выполнен: перевод в добычу нефти скважины № 102Н с выполнением операции радиального бурения; проведение длительных гидродинамических исследований на разных режимах эксплуатации скважин №№ 101, 102Н, К-219; определение профилей притока по скважинам; перевод в ППД разведочной скважины № К-217.

Отставание в развертывании системы наземного обустройства и транспорта (причины сложившейся ситуации приводятся в предыдущем разделе) привело к невозможности организации круглогодичной добычи на дату анализа.

2.4 Характеристика текущего состояния разработки

В настоящий момент на месторождении реализуется первый этап опытно-промышленных работ. По состоянию на 01.12.2014 г. накопленная добыча нефти составляет - 315 тыс.т, жидкости - 629.3 тыс.т, растворенного газа - 53 млн.м³. За 2014 г. закачка воды составляет - 18.7 тыс.м³/год, добыча нефти - 22.2 тыс.т, жидкости - 38.8 тыс.т, растворенного газа - 3.8 млн.м³. 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 в таблице 4.

Таблица 4 - 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. скв.		Дейст.нагнет. скв.	
						фонд	Кэкспл, д.ед.	фонд	Кэкспл, д.ед.
2000	0.2	0.2	11	11	0.0	1	0.058	0	0.000
2001	1.5	1.5	17	17	0.0	2	0.351	0	0.000
2002	2	2	23	23	5.0	1	0.758	0	0.000
2003	4	4	26	26	4.0	2	0.415	0	0.000
2004	10	11	35	39	10.0	3	0.318	0	0.000
2005	14	17	52	65	19.2	3	0.347	0	0.000
2006	16	27	35	59	40.5	2	0.659	0	0.000
2007	19	39	54	109	50.5	4	0.370	0	0.000
2008	27	60	34	76	54.7	2	0.644	0	0.000
2009	27	59	39	85	54.9	4	0.497	0	0.000
2010	31	63	39	78	49.8	8	0.439	0	0.000
2011	33	93	22	62	64.8	7	0.516	1	0.773
2012	33	94	25	72	65.4	7	0.545	1	0.437
2013	32	77	22	54	58.3	10	0.485	1	0.360
2014	22	39	19	34	42.7	6	0.353	1	0.175

Анализируя динамику основных технологических показателей разработки по месторождению, стоит обратить внимание на коэффициент эксплуатации в сопоставлении с фондом действующих скважин и уровнями добычи нефти. Так, ввод новых добывающих скважин не сопровождается ростом годовой добычи нефти при относительно стабильных среднегодовых дебитах, а коэффициенты эксплуатации имеют «ломаную» динамику. Причины низких значений коэффициентов эксплуатации скважин и характерных особенностей их динамического поведения заключаются в следующем:

1. На дату анализа на месторождении не организованы условия для круглогодичной эксплуатации скважин ввиду значительной труднодоступности и удаленности района работ от инфраструктурных узлов региона.

2. Существующая система наземного обустройства, сбора и транспорта продукции не позволяет наращивать объемы годовых отборов нефти. Строительство трубопровода, согласно планам компании, намечено на 2016

год. В этой связи необходимой мерой является регулирование уровней добычи путем варьирования коэффициентов эксплуатации.

Характеристика фонда скважин на 01.01.2013 г. приводится в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2013 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	4
	Переведены из разведочных	14
	Всего	18
	В том числе:	
	Действующие	6
	из них: фонтанные	5
	ЭЦН	1
	ШГН	-
	Бездействующие	4
	В освоении после бурения	-
	В консервации	5
	Наблюдательные	-
	Переведены под закачку	1
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	2
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	1
	Переведены из добывающих	1
	Всего	2
	В том числе:	
	Под закачкой	1
	Бездействующие	-
	В освоении	1
	В консервации	-
	Наблюдательные	-
	В отработке на нефть	-
В ожидании ликвидации	-	
Ликвидированные	-	
Фонд поисково-разведочных скважин	Пробурено	52
	Всего	52
	В том числе:	
	В освоении после бурения	-
	В консервации	13
	Наблюдательные	-
	Переведены в добывающие	14
	В ожидании ликвидации	-
Ликвидированные	25	

За период 2009-2012 гг. наблюдается снижение дебитов нефти и жидкости, так текущий дебит по нефти составляет 12.2 т/сут, по жидкости -

30.2 т/сут (прослеживается по рисунку 13), что объясняется регулированием режимов работы скважин (отработка на различных депрессиях).

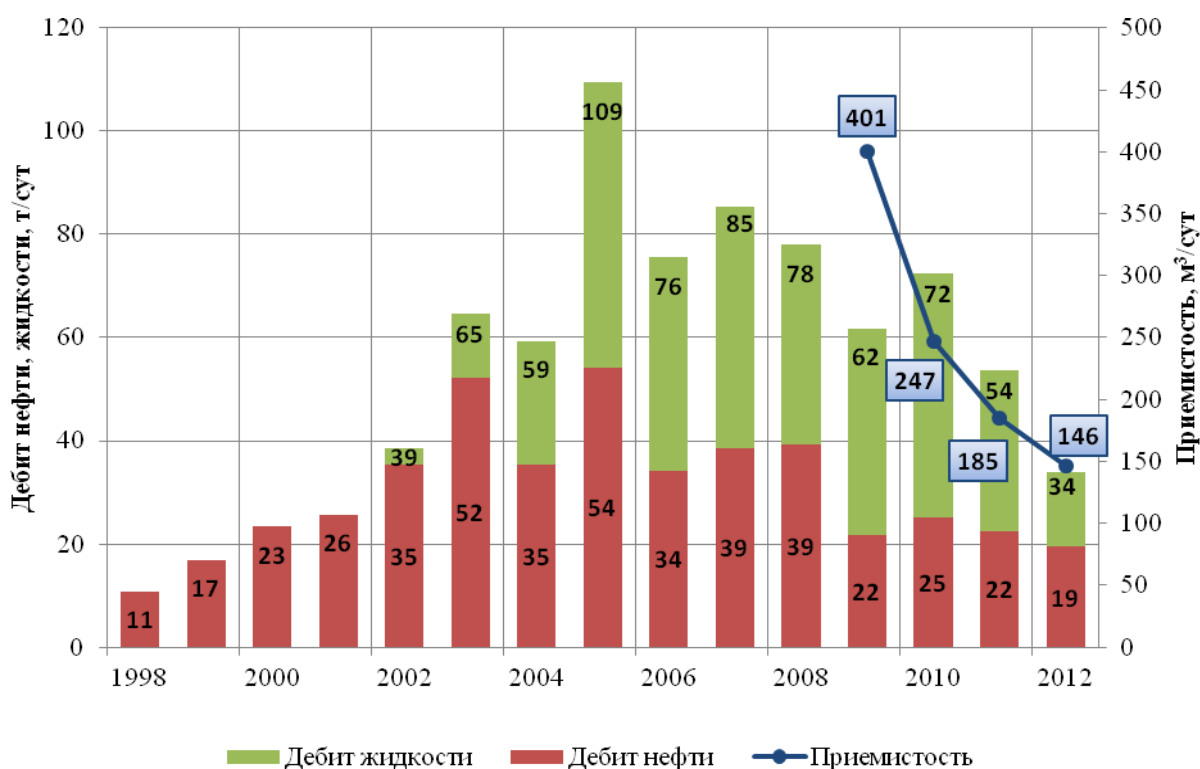


Рисунок 13 - Динамика среднегодовых дебитов скважин

2.5 Анализ добывающего и нагнетательного фонда

На 01.01.2013 г. в добыче пребывало 18 добывающих скважин. В 1998 г. в пробную эксплуатацию была введена первая поисковая скважина № К-9. К 2006 г. одна скважина № К-208 отправлена в консервацию, одна № К-218 - в ликвидацию, фонд добывающих скважин на конец года составлял пять единиц. С 2008 г. в добычу начинают вводиться эксплуатационные скважины, в том числе горизонтальные. Максимальной величины действующий фонд скважин достиг в 2012 г, на конец года он составляет десять скважин (№№ К-2, К-211, К-212, К-214, К-217, К-220, 101, 201, 202, 204) . За период 2006-2012 гг. четыре скважины отправлены в консервацию (№№ К-221, К-225, К-237, Юр-102), одна скважина № К-9 - в ликвидацию и одна № К-219 переведена под закачку воды.

Распределение добывающих скважин по входным дебитам нефти, жидкости и газа представлено на рисунке 14 и в таблице 6.

Таблица 6 - Входные показатели работы скважин

№ скв.	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	дебит газа, тыс.м ³ /сут	обводненность, %
К2	20.7	20.7	0.0	0.0
К208	3.8	3.8	0.0	0.0
К211	17.4	50.1	3.0	65.3
К212	54.2	54.2	9.3	0.0
К214	33.7	33.7	5.8	0.0
К217	10.8	13.4	0.9	19.6
К218	9.9	9.9	0.0	0.0
К219	69.7	151.6	11.0	54.1
К220	40.4	50.9	6.6	20.6
К221	3.0	3.0	0.5	0.0
К225	23.7	23.7	4.1	0.0
К237	6.2	6.2	1.1	0.0
К9	10.7	10.7	2.0	0.0
101	10.5	42.8	1.8	75.4
201	26.7	26.7	4.6	0.0
202	20.0	32.0	3.4	37.5
204	20.7	20.7	3.5	0.0
Юр102	11.1	11.1	1.4	0.0

Половина скважин характеризуются входными дебитами от 10 до 30 т/сут. По двенадцати скважинам получены безводные дебиты нефти от 3 до 54 т/сут. Входные дебиты газа по большинству скважин не превышают 6 тыс.м³/сут. Самые высокие входные дебиты (40-70 т/сут) получены в скважинах № К-212, К-219, К-220.

Накопленная добыча нефти составила 315.1 тыс. т. 11 % всего фонда, эксплуатировавшегося на объекте, отобрали свыше 100 тыс.т. на скважину. Менее 5 тыс.т. на скважину отобрали 72 %. Остальные скважины (17 %) отобрали от 15 тысяч до 26 тыс. т. на скважину.

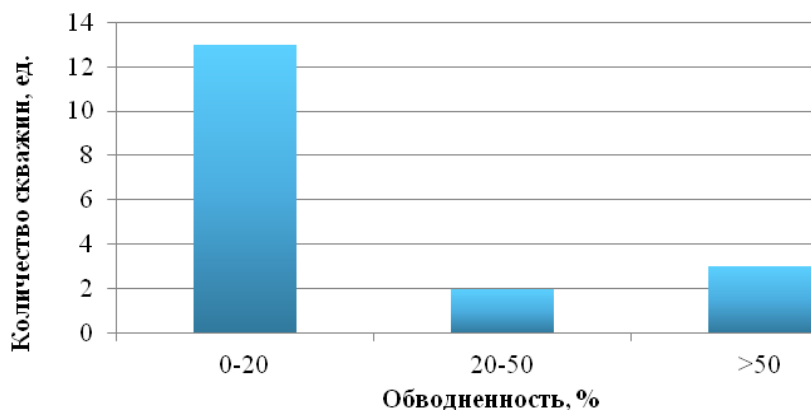
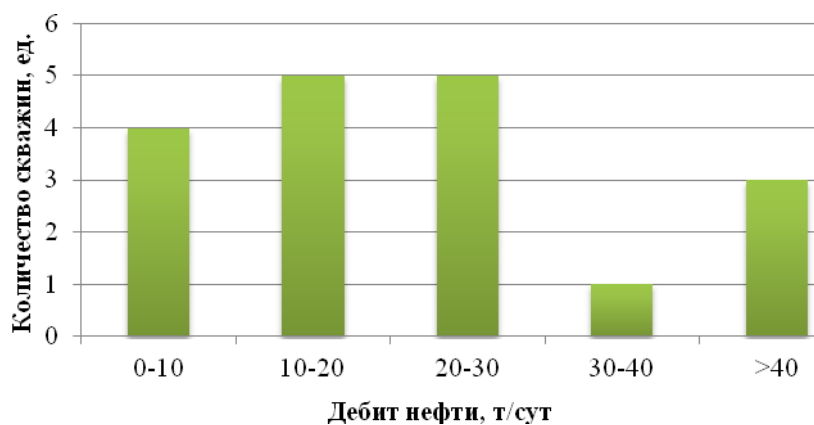
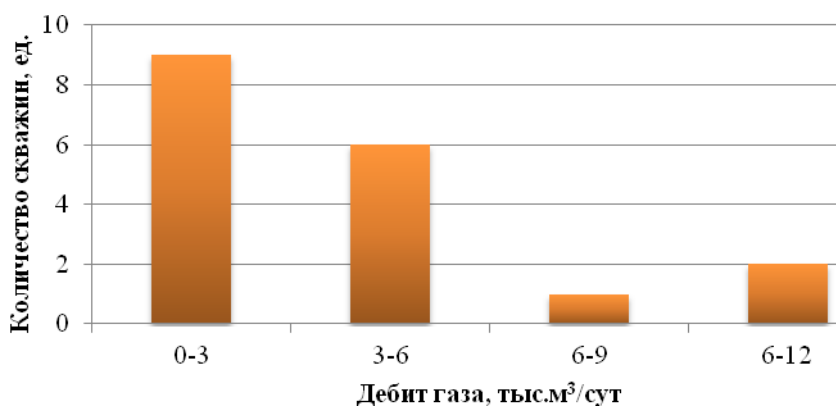
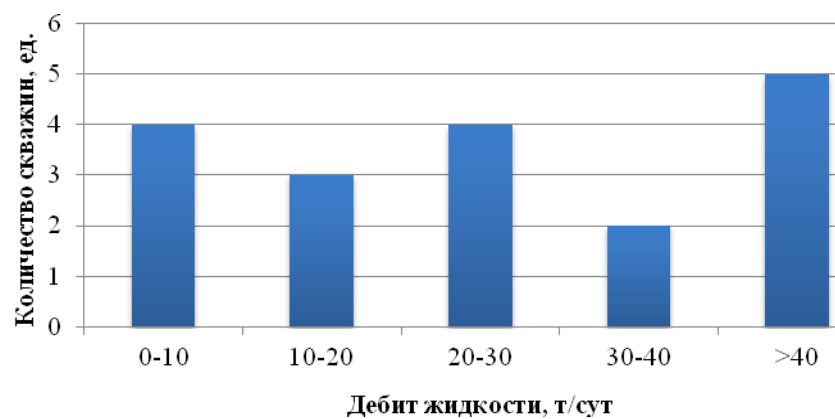


Рисунок 14 - Распределение фонда скважин по входным дебитам нефти, жидкости и газа и обводненности

Самую многочисленную группу составляют скважины с накопленной добычей нефти до 10 тыс. т., данная группа включает 13 скважин (72 %). Накопленная добыча нефти таких скважин составляет 48.2 тыс. т., накопленная добыча жидкости - 85.3 тыс.т, доля в накопленной добыче нефти составляет 15,3 %. Средние отборы на одну скважину в этой группе составляют 3,7 тыс. т, согласно рисунку15 и таблице 7.

Группа высокопродуктивных скважин, с отборами более 60 тыс. т нефти, включает две единицы (11 %). Средний отбор нефти на одну скважину в этой группе составляет 106 тыс.т. Суммарный объем добытой нефти составляет 212 тыс. т, жидкости - 464 тыс.т (67 % от накопленной добычи нефти, 74 % от накопленной добычи жидкости и прослеживается в таблице 8 и на рисунке 16.

Самую многочисленную группу по накопленной добыче газа составляют скважины с накопленной добычей до 2 млн.м3., данная группа включает 13 скважин (72 %). Накопленная добыча газа таких скважин составляет 47.6 млн.м3. Две скважины (№ К-2, К-217) имеют отборы от 5 до 30 млн.м3. Накопленная добыча газа таких скважин составляет 37.8 млн.м3.

Сложившаяся динамика добычи нефти и газа указывает, вероятно, на подключение в работу в начальный период времени части каверно-трещинной системы с повышенной газонасыщенностью, которая могла образоваться как по причине частичного разгазирования нефти в процессе бурения и освоения скважины. Также не исключается вариант наличия ограниченной гидродинамической связи дренируемой области с подгазовой и подстилающей водой зонами.

На распределение фонда по накопленным отборам нефти и жидкости может влиять не только динамика отборов по скважинам, но и поэтапность разбуривания месторождения.

Так, скважины нового фонда, отработавшие менее 3 лет, имеют значительно меньшую накопленную добычу, чем скважины старого фонда, время добычи которых насчитывает более 10 лет, так же оказывает влияние сезонность эксплуатации скважин.

По состоянию на 01.01.2013 г. в эксплуатационном фонде находится десять добывающих скважин. Распределение добывающих скважин по дебитам нефти, жидкости и газа представлено на рисунке 15.

Таблица 7- Распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти, жидкости и газа на 01.01.2013 г.

Накопленная добыча нефти, тыс.т	Кол-во скв	%	Q _{нак.} , тыс.т	Доля в нак. доб., %	Уд. нак. доб., тыс.т/скв
0-10	13	72.2	48.2	15.3	3.71
10-20	2	11.1	29.1	9.2	14.55
20-60	1	5.6	26.0	8.3	26.00
60-140	2	11.1	211.8	67.2	105.90

Накопленная добыча жидкости, тыс.т.	Кол-во скв	%	Q _{нак.} , тыс.т	Доля в нак. доб., %	Уд. нак. доб., тыс.т/скв
0-10	11	61.1	38.8	6.2	3.5
10-20	3	16.7	48.5	7.7	16.2
20-60	2	11.1	78.3	12.4	39.2
60-320	2	11.1	463.8	73.7	231.9

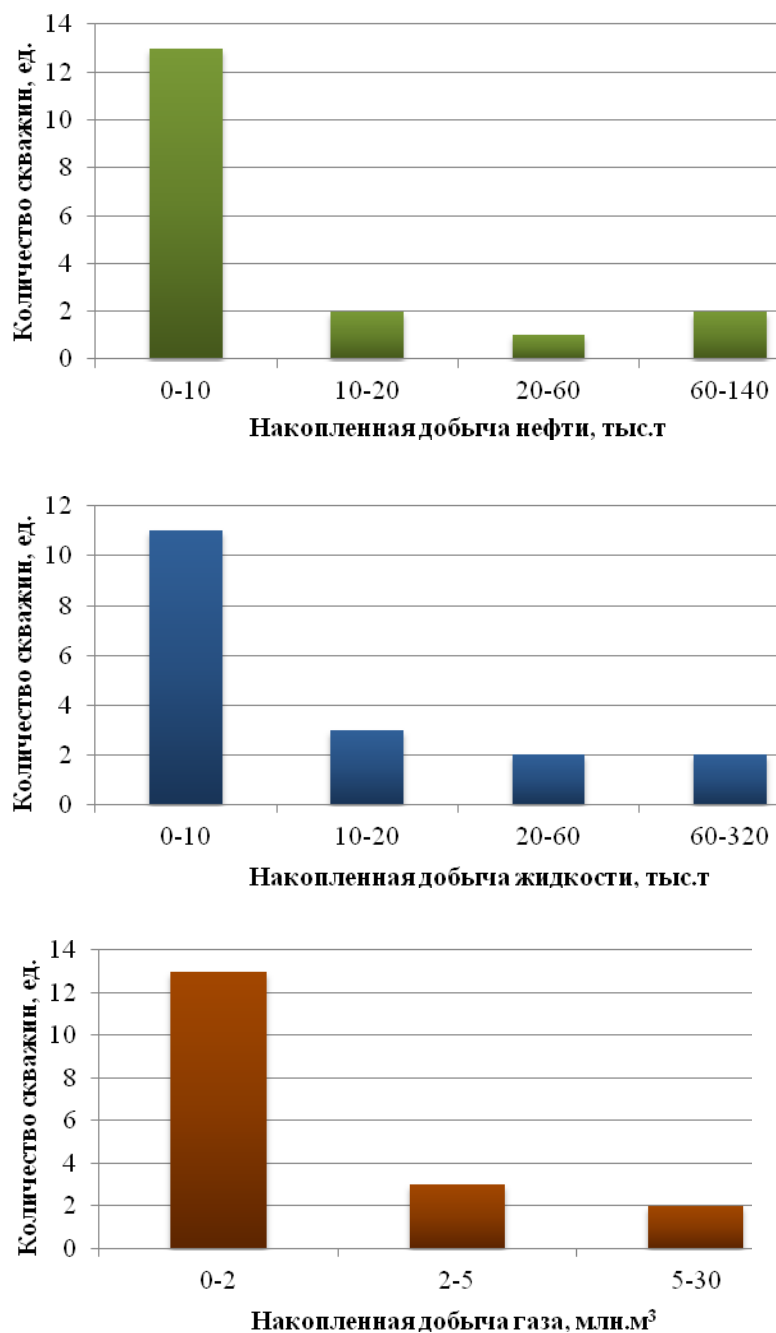


Рисунок 15 - Распределение фонда скважин по накопленным отборам нефти, жидкости и газа на 01.01.2013 г.

Согласно рисунку 16 высокой текущей обводненностью характеризуются скважины №№ К-211 и К-217. Причиной столь высокой обводненности может служить наличие ограниченной гидродинамической связи дренируемой области с подстилающей водой.

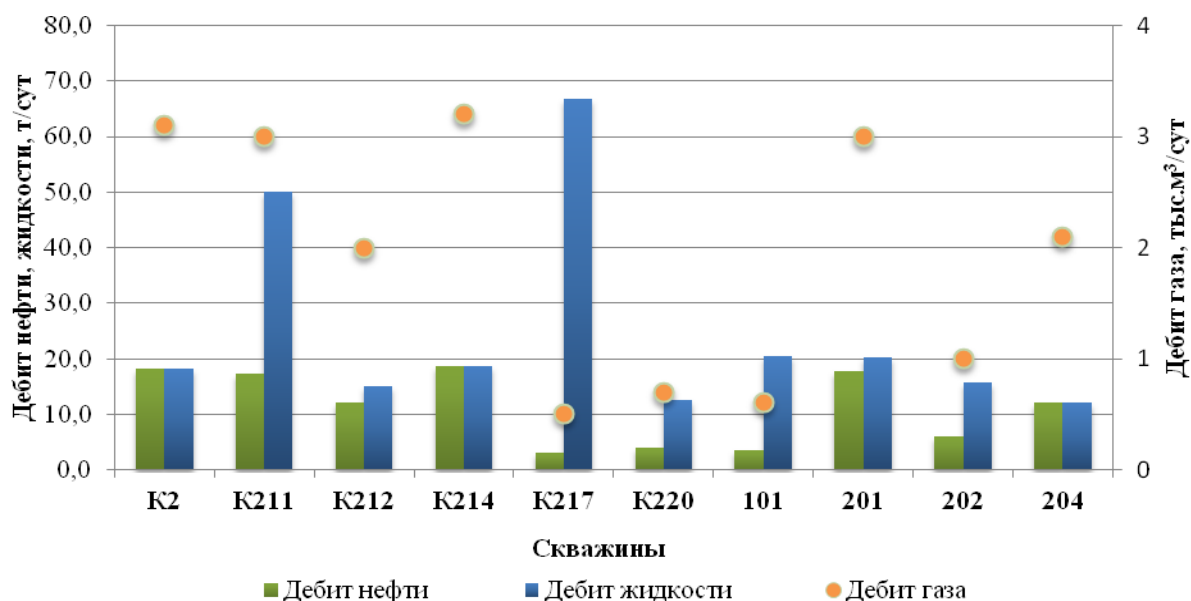


Рисунок 16 - Распределение эксплуатационного фонда скважин по дебитам нефти, жидкости и газа

Согласно анализу промысловых данных, текущий дебит скважин по нефти изменяется в диапазоне от 3.0 т/сут до 18.7 т/сут, по жидкости от 12.0 т/сут до 66.8 т/сут, по газу от 0.5 тыс.м³/сут до 3.2 тыс.м³/сут Средний дебит по нефти 14.1 т/сут, по жидкости 25.0 т/сут, по газу 1.9 тыс.м³/сут. Половина скважин пребывало в эксплуатации в 2012 г. с обводненностью продукции более 50.0 % . , рисунок 17

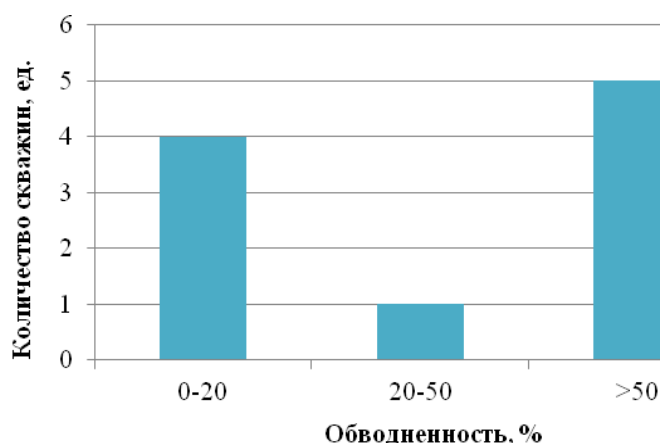


Рисунок 17 - Распределение эксплуатационного фонда скважин по обводненности

Анализ результатов ГДИ. Причины, вызывающие падение коэффициента продуктивности при снижении забойного давления можно условно разделить на три группы:

- снижение фильтрационных характеристик пласта, в частности, в результате смыкания трещин или повышения вязкости и плотности флюида;
- возникновение при движении жидкости по трещинам инерционных сопротивлений;
- снижение забойного давления ниже давления насыщения. Следует отметить, что этот фактор приводит к снижению коэффициента продуктивности при фильтрации жидкости, как в трещиноватом, так и поровом коллекторе.

Большинство залежей нефти, приуроченных к рифейской карбонатной толще, на Куюмбинском месторождении и смежных площадях, являются подгазовыми залежами, имеющими хорошее сообщение с вышележащими газонасыщенными коллекторами. Начальное давление насыщения пластовой нефти газом для таких месторождений всегда на глубине ГНК равно начальному пластовому давлению. Указанное выше явление приводит к тому, что в призабойной зоне скважины, вскрывшей чисто нефтенасыщенную зону, начинается выделение из нефти свободного газа даже при создании незначительных депрессий. Присутствие свободного газа в пласте уменьшает фазовую проницаемость для нефти и, соответственно, понижает продуктивность скважины. С увеличением депрессии количество свободного газа в пласте увеличивается, а коэффициент продуктивности скважины по нефти падает. Получаемая по результатам исследования методом установившихся отборов индикаторная зависимость имеет характерную для режима растворенного газа криволинейную форму: чем больше депрессия, тем ниже коэффициент продуктивности, изображено на рисунке 18.

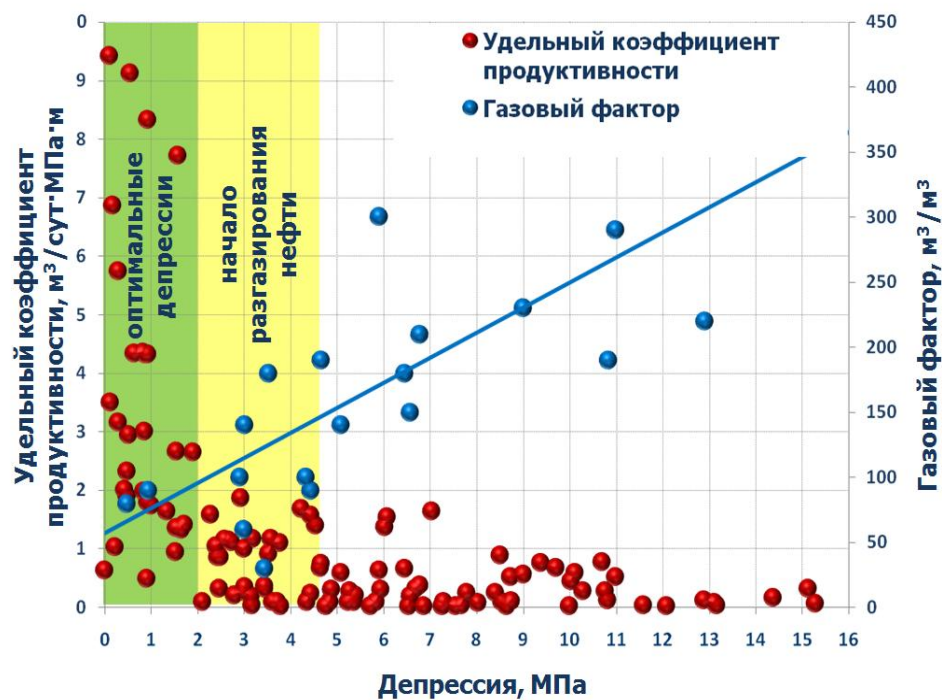


Рисунок 18 - Влияние депрессии на продуктивность скважин

На производительность скважин явно преобладающее влияние оказывает снижение давления в пласте ниже давления насыщения. Положение осложняют прорывы газа из газовой шапки, которые на различных скважинах могут происходить при различных депрессиях и после различных периодов работы.

На Куюмбинском месторождении последние годы ведётся бурение горизонтальных скважин. Приток жидкости к горизонтальной скважине значительным образом отличается от течения к вертикальной скважине. Для горизонтальной скважины поток происходит как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях, причем в вертикальном направлении на течение оказывают влияние непроницаемые границы пласта, при этом вертикальная и горизонтальная проницаемости различаются.

Согласно анализу результатов гидродинамических исследований скважин, бурение скважин на репрессии и цементирование ухудшают фильтрационные характеристики в призабойной зоне.

Проведенные исследования в большинстве случаев практически не выявили заметных изменений пластового давления по площади (в районе куста

3), что, скорее всего, связано с тем, что накопленный отбор флюида намного меньше упругого запаса пласта, а также с активным влиянием газовой шапки и подстилающей воды.

За период 2010-2012 гг. были пробурены три новые эксплуатационные добывающие скважины (№№ 201, 202, 204), в том числе одна с горизонтальным окончанием ствола (№ 201).

В условиях коллекторов, представленных системой высокопроницаемых макро и микротрещин, бурение скважин на репрессии приводит к кольматации трещинной структуры в призабойной зоне скважины, также отмечается и более глубокое проникновение фильтрата бурового раствора **в пласт**. Факты поглощения бурового раствора неоднократно отмечаются в делах скважин. Закупоривание трещинной системы (всей части пустотного пространства обеспечивающего фильтрационные характеристики пласта) приводит, что совершенно очевидно, к снижению продуктивности скважин. Согласно результатам анализа ГДИ, в среднем проницаемость удаленной зоны пласта почти в 20 раз выше прискважинной части.

В таких условиях именно бурение на депрессии позволит сохранить потенциальную продуктивность скважин и обеспечит высокую эффективность связи системы «скважина-пласт».

Ограничение депрессий и удаление интервалов перфораций от газонефтяного контакта позволяет избежать (по крайней мере, на данном этапе) прорывов газа газовой шапки. По ряду скважин отмечается опережающее подтягивание подошвенных вод по системе трещин, причем, вероятнее всего, водонасыщенная часть характеризуется более высокими фильтрационными свойствами.

Нагнетательный фонд. В нагнетательном фонде скважин за весь срок эксплуатации пребывали две скважины (№№ 102Н, К-219).

Скважина № 102Н. Нагнетательная, расположена в блоке 3 Южно-Куюмбинской группы залежей, в пределах участка ОПР-1 сформированного на основании решений действующего проектного документа.

Скважина окончена бурением и введена эксплуатацию в январе 2009 года.

По результатам выполненных промыслово-геофизических исследований, предшествующих вводу скважины в эксплуатацию, отмечается, что вся закачиваемая вода поглощается интервалом перфорации.

Входная приемистость скважины составила 458 м³/сут. Динамика закачки воды главным образом определяется наличием агента (подтоварной воды) и пропускной способностью наземного оборудования, так как устьевое давление стабильно держится на нулевой отметке – фактически скважина поглощает.

Сложившаяся ситуация может указывать, в частности, на значительный объем водоносной области ниже контакта ВНК и высоких фильтрационно-емкостных свойствах трещинно-кавернозной структуры.

По состоянию на 01.01.2013 г. скважина находится в освоении, накопленная закачка воды 86.9 тыс. м³.

Скважина № К-219. Нагнетательная, расположена в блоке 3 Южно-Куюмбинской группы залежей, в пределах участка ОПР-1 сформированного на основании решений действующего проектного документа.

С 2007 г. скважина находилась в эксплуатации под добычей, в мае 2010 года переведена под нагнетание воды.

Входная приемистость скважины составила 242 м³/сут. Динамика закачки воды главным образом определяется наличием агента (подтоварной воды) и пропускной способностью наземного оборудования.

По состоянию на 01.01.2013 г. скважина находится в эксплуатации, накопленная закачка воды 102.6 тыс. м³, приемистость – 81.5 м³/сут.

За весь период эксплуатации нагнетательных скважин накопленная закачка воды составила 189.5 тыс.м³, при этом накопленная компенсация составила 43.4 %.

Закачка воды сказывается только на увеличении обводненности скважин и имеет тенденцию к снижению, так в 2009 г. закачка воды составляла 63 тыс.м³ к 2012 г. она снизилась до 19 тыс.м³.

На данном этапе разработки месторождения реализуется пробная закачка воды в пласт и динамика технологических показателей показывает отсутствие необходимости организации полномасштабной системы поддержания пластового давления.

Опыт организации закачки на месторождении косвенно показывает

- отсутствие необходимости организации полномасштабной системы ППД,

- использование нагнетательных скважин возможно для закачки попутно добываемой воды в интервалы ниже ВНК.

С другой стороны, окончательный обоснованный вывод на этот счет можно будет сделать только по завершению реализации предусмотренной программы опытно-промышленных работ.

3 Специальная часть

Из-за сложного геологического строения и низких коллекторских свойств пластов, разработка нефтяных месторождений в карбонатных коллекторах, имеет низкие темпы отбора и невысокие значения коэффициента извлечения нефти. Поэтому вопрос применения различных методов для увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов очень актуален. Бурение горизонтальных скважин является одним из таких методов.

3.1 Горизонтальное бурение

Более полное извлечение богатств из наших недр является важнейшей народнохозяйственной задачей. Но, при разработке месторождений из-за несовершенства техники и технологии в недрах остается большое количество полезных ископаемых. При этом самым низким коэффициентом извлечения их характеризуются нефтегазовые месторождения. Из мировой практики известно, что нефтеотдача этих месторождений не превышает 30...40 %.

При разработке этих месторождений применяются различные методы воздействия на пласт (законтурное и внутриконтурное заводнение пластов, тепловые и физико-химические методы, гидроразрыв пласта и др.) и, несмотря на это, в среднем более половины геологических запасов нефти остаются неизвлечёнными и считаются "похороненными".

Разбуривание нефтяных и газовых месторождений наклонным способом и особенно горизонтальными и разветвлённо - горизонтальными скважинами является эффективным методом формирования оптимальной системы разработки, а также восстановления продуктивности месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами скважин увеличивает площадь фильтрации,

исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации, и оно особенно эффективно для низкопроницаемых коллекторов, а также коллекторов с вертикальной трещиноватостью.

В последние годы новые технологии, основанные на горизонтальном бурении, произвели настоящую революцию в практике и теории нефтедобычи. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате разрядились сетки скважин, снизились депрессии, значительно увеличилось время безводной эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих старых методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин. По многим показателям достигнуты впечатляющие результаты.

Вертикальная, а также и наклонная скважины, попадая в продуктивный пласт, зачастую вскрывают и подошвенную воду, в то время, как горизонтальную скважину направляют в продуктивном горизонте выше этой подошвенной воды.

При режимах с неподвижными контурами принимается равномерная сетка размещения скважин на площади. После выбора схемы размещения скважин на площади определяют возможные варианты разработки данной залежи. Для этого задаются различными числами рядов, а для каждого ряда — различными расстояниями между скважинами.

Следует заметить, что в случае разбуривания залежи горизонтальным, а еще лучше разветвленно-горизонтальными скважинами резко упрощается система разработки месторождения, поэтому становятся дешевле и работы по его эксплуатации.

Известно, что в горной породе нефть фильтруется десятки лет на сотни метров сквозь мельчайшие поры пласта от периферии к забоям скважин, встречая часто на своем пути естественные преграды. Эти преграды либо

- естественные, литологические или тектонические экраны,

- застойные зоны с низкими градиентами давления в фильтрационном поле,

- "языки" воды, прорвавшиеся и разрезавшие нефтяное поле и т. п.,

что и является основной причиной потерь огромных запасов нефти в пластах. В недрах остаются миллиарды тонн "остаточной" нефти.

Вследствие огромной конкуренции на нефтяном и газовом рынке в настоящее время требуется резко снизить себестоимость добываемых углеводородов путем коренного усовершенствования дренажных способностей коллекторов.

Такому требованию удовлетворяет разветвленно-горизонтальное бурение. По мере развертывания работ, развития техники и технологии, приобретения опыта, эта технология будет постепенно переноситься и на другие объекты (залежи с нефтяными оторочками, высоковязкие нефти, плотные коллекторы и др.).

Для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин необходимо:

- исследовать гидродинамику пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений ГС и РГС;

- исследовать напряженное состояние горных пород, вскрываемых этими скважинами и механику формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов;

- разработать систему оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения;

- разработать эффективную технологию бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС и особенно обратить внимание на разработку специальных буровых и тампонажных растворов и гидродинамические особенности их работы в этих условиях;

- разработать эффективные технические средства (отклоняющие, ориентирующие, стабилизирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС.

3.2 Расчет и сравнение дебитов вертикальных и горизонтальных скважин на Куюмбинском месторождении

Для расчета дебитов горизонтальных скважин используем формулу Джоши

$$Q_{\text{жг}} = \frac{K_h h \Delta P}{\mu b \left\{ \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - [L/2]^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{[\beta + 1] r_c} \right\}} \quad (1)$$

где $a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2R_k}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$, $\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$

- μ – вязкость жидкости, сП
- R_k – радиус контура питания, м
- r_c – радиус ствола скважины, м
- b – объемный коэффициент
- L – длина горизонтального ствола, м
- ΔP – депрессия, атм.
- K_h – горизонтальная проницаемость
- K_v – вертикальная проницаемость
- h – толщина пласта, м
- Q – дебит жидкости, м³/сут

Дебит вертикальной скважины рассчитывается по формуле Дюпюи

$$Q_{\text{жв}} = \frac{2\pi K h \Delta P}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (2)$$

Рассчитаем по формуле 1 дебит горизонтальных скважин и по формуле 2 дебит вертикальных скважин с одними и теми же параметрами. Результаты расчетов занесены в таблицу 8.

При расчетах использовались следующие параметры: $\mu=1,1$ сП; $R_k=550$ м; $r_c=0,06$ м; $b=1,323$; $L=700$ м; $\Delta P=5$ атм.

Таблица 8 – Сравнение дебитов горизонтальных и вертикальных скважин

	Kh , мД	Kv , мД	h , м	$P_{пл}$, атм	$P_{заб}$, атм	$Q_{жг.}$, $\frac{м^3}{сут}$	$Q_{жв.}$, $\frac{м^3}{сут}$	$Q_{жг}/ Q_{жв}$
Скважина 1	12	12	124,8	75	70	117	41	2,9
Скважина 2	25	25	47,5	75	70	142,4	32	4,45
Скважина 3	12	12	103,7	75	70	107,9	34	3,17
Скважина 4	9,1	9,1	29,1	75	70	35,9	7	5,12
Скважина 5	13	13	14,5	75	70	28,2	5	5,64

Величина $Q_{жг}$ получена расчетами по формуле 1 и последующим умножением полученного результата на коэффициент $c = 0,05432$ (коэффициент, применяемый при использовании российских промысловых единиц). При расчетах по формуле 2 все единицы измерения переводились в систему СИ.

Полученные результаты показывают, что дебит жидкости горизонтальных скважин больше дебита жидкости вертикальных скважин в среднем в 4 раза.

3.3 Перспективы применения горизонтальных скважин на Куюмбинском месторождении

По состоянию на 01.01.2013 г. в пределах Куюмбинского месторождения было пробурено и введено в эксплуатацию две горизонтальных скважины (ГС), из них одна скважина (№ 101) – в 2009 году, другая (№ 201) – в 2011 году.

Показатели эксплуатации горизонтальных скважин приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Показатели эксплуатации горизонтальных скважин

№ скв.	Дата ввода в эксплуатацию	Начальный режим			Текущий режим (01.01.2013 г.)			Нак. доб. нефти, тыс.т	Длина гориз. участка, м
		дебит нефти, т/сут.	Дебит жидкости, т/сут.	обв-ть, %	дебит нефти, т/сут.	дебит жидкости, т/сут.	обв-ть, %		
101	07.2010	10.5	42.8	75.4	3.5	20.4	83.0	2.0	260
201	06.2011	26.7	26.7	0.0	17.7	20.3	13.1	12.8	300

Примечание: курсивом показан режим скважины на момент остановки

Входной дебит нефти ГС изменяется от 10.5 т/сут до 26.7 т/сут, составляя в среднем 18.6 т/сут. Средняя обводненность на момент ввода скважин в эксплуатацию составляет 37.7 %.

Всего по горизонтальным скважинам на 01.01.2013 г. добыто 14.8 тыс.т, что составляет 7.4 тыс.т на одну скважину.

Технология горизонтального бурения скважин применялась на блоке 3 Южно-Куумбинской группы залежей, рисунок 19.

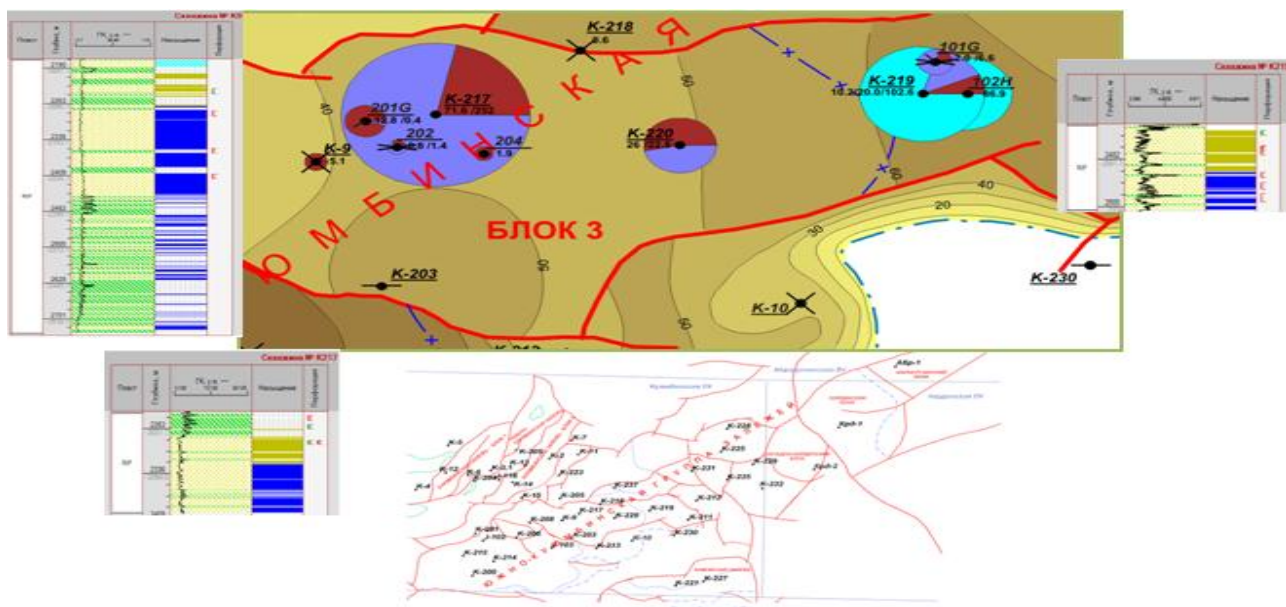


Рисунок 19 - Куумбинское месторождение. Блок 3. Схема расположения ГС и геофизический разрез окружающих наклонно-направленных скважин

Для оценки эффективности эксплуатации горизонтальных скважин приведена краткая характеристика геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рифейских отложений в районе бурения ГС . Результаты в таблице 10.

Таблица 10 - Фильтрационно-емкостные параметры скважин в районе бурения ГС

Номер скважины	Эффект. толщина, м		Проницаемость, мД		Песчанность, д.ед.	Расчлененность
	общая	н/н	средняя	макс.		
К-9	322.6	38.0	8.3	9.2	0.72	50
К-217	120.3	45.6	16.3	18.7	0.89	13
К-219	114.5	62.6	52.7	57.8	0.9	15
В среднем	282.2	48.7	25.8	28.6	0.84	26

Объект в районе работ представлен коллекторами , характеризующимися невысоким значением проницаемостив среднем от 8.3 мД (скв. № К– 9 до 52.7 мД (скв. № К-219), причем в западной части блока проницаемость в 3 раза ниже, чем в восточной. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в окружающих скважинах представлена диапазоном: от 38.0 м (скв. № К-9) до 62.6 м (скв. № К-219), при среднем значении – 48.7 м. Расчлененность пласта в разрезе скважин варьируется в интервале 13 ÷ 50, при среднем значении – 26. Подошвенная часть разреза пласта водонасыщенная (толщиной 50÷270 м), выдержанный глинистый раздел, обеспечивающий надежное разобщение между нефтенасыщенным и водонасыщенным интервалами разреза, отсутствует, что объясняет высокое начальное значение обводненности скважины № 101.

Данные сопоставительного анализа промысловой информации горизонтальных и находящихся рядом наклонно-направленных скважин приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Сравнение показателей эксплуатации горизонтальных и окружающих наклонно-направленных скважин

№ скв.	Дата ввода в экспл-цию	Начальный режим			Текущий режим (на 01.2013г.)			Накопл. добыча нефти, тыс.т
		дебит нефти, т/сут.	дебит жид-ти, т/сут.	обв-ть, %	дебит нефти, т/сут.	дебит жид-ти, т/сут.	обв-ть, %	
101	07.2010	10.5	42.8	75.4	3.5	20.4	83.0	2.0
К-219	09.2007	69.7	151.6	54.1	3.0	9.0	66.7	9.9
201	06.2011	26.7	26.7	0.0	17.7	20.3	13.1	12.8
К-9	11.1998	10.7	10.7	0.0	8.3	8.3	0.0	4.9
К-217	01.2002	10.8	13.4	19.6	5.9	130.3	95.5	71.6
В среднем по ННС		10.8	12.1	10.8	7.1	69.3	89.8	38.3

Примечание: курсивом показан режим скважины на момент остановки

Начальный дебит нефти скважины № 101 ниже дебита нефти расположенной рядом скважины в 7 раз, а начальный дебит скважины № 201 в 2,5 раза превышает дебиты соседних скважин.

Оценивая результаты бурения горизонтальных скважин №№ 101, 201 следует отметить достаточное высокое содержание воды в продукции скважины № 101. Возможно, это связано либо с технологией строительства скважин, либо с наличием ограниченной гидродинамической связи с подстилающей водой. Профили горизонтальных скважин отображены на рис. 20.

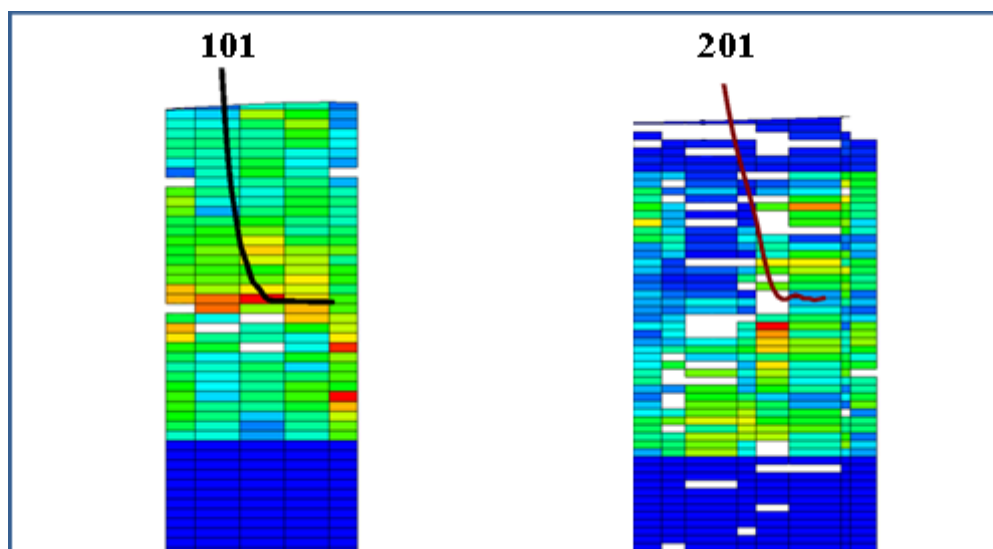


Рисунок 20 - Профили горизонтальных скважин №№ 101, 201

Динамика основных показателей эксплуатации горизонтальных скважин показана на рис. 21 и представлена в табл. 12 -13.

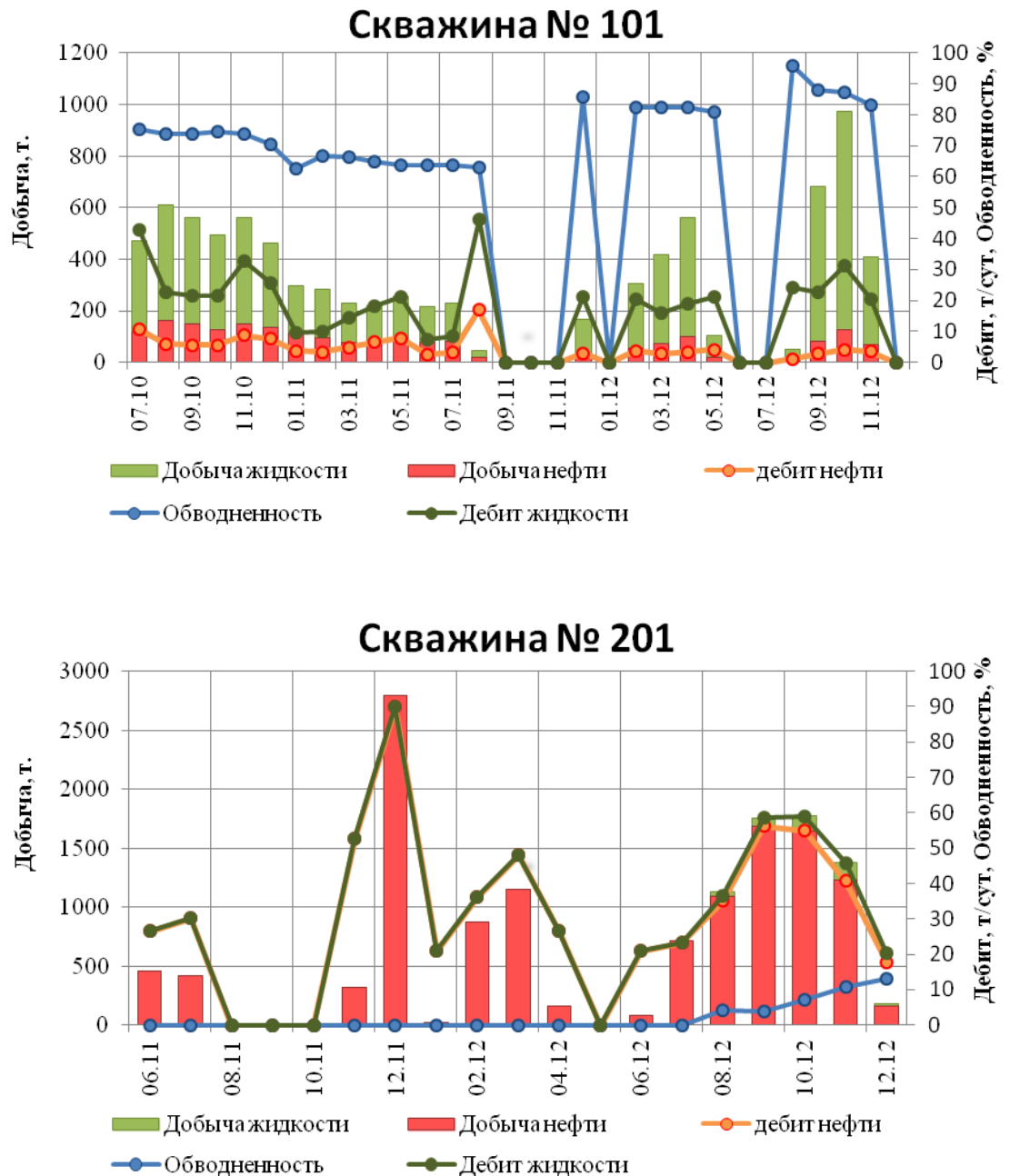


Рисунок 21 - Динамика технологических показателей горизонтальных скважин

Таблица 12 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины № 101

Дата	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут.	Добыча нефти, т	Накопл. добыча нефти, т	Дебит жидкости, т/сут.	Добыча жидкости, т	Накопл. добыча ж-ти, т	Обв-ть, %	Время работы, сут
07.2010	ЭЦН	10.5	116	116	42.8	471	471	75.4	11
08.2010	ЭЦН	5.9	160	276	22.5	608	1079	73.7	27
09.2010	ЭЦН	5.7	147	423	21.5	559	1638	73.7	26
10.2010	ЭЦН	5.5	126	549	21.5	494	2132	74.5	23
11.2010	ЭЦН	8.6	147	696	32.9	559	2691	73.7	17
12.2010	ЭЦН	7.6	137	833	25.7	463	3154	70.4	18
01.2011	ЭЦН	3.6	111	944	9.5	296	3450	62.5	31
02.2011	ЭЦН	3.4	94	1038	10.0	281	3731	66.5	28
03.2011	ЭЦН	4.8	77	1115	14.4	230	3961	66.5	16
04.2011	ЭЦН	6.4	77	1192	18.3	220	4181	65.0	12
05.2011	ЭЦН	7.7	92	1284	21.2	254	4435	63.8	12
06.2011	ЭЦН	2.6	78	1362	7.2	216	4651	63.9	30
07.2011	ЭЦН	3.1	83	1445	8.5	229	4880	63.8	27
08.2011	ЭЦН	17.0	17	1462	46.0	46	4926	63.0	1
09.2011	ЭЦН	0.0	0	1462	0.0	0	4926	0.0	0
10.2011	ЭЦН	0.0	0	1462	0.0	0	4926	0.0	0
11.2011	ЭЦН	0.0	0	1462	0.0	0	4926	0.0	0
12.2011	ЭЦН	3.0	24	1486	21.0	168	5094	85.7	8
01.2012	ЭЦН	0.0	0	1486	0.0	0	5094	0.0	0
02.2012	ЭЦН	3.6	54	1540	20.3	304	5398	82.2	15
03.2012	ЭЦН	2.8	73	1613	16.0	417	5815	82.5	26
04.2012	ЭЦН	3.3	99	1712	18.8	563	6378	82.4	30
05.2012	ЭЦН	4.0	20	1732	21.0	105	6483	81.0	5
06.2012	ЭЦН	0.0	0	1732	0.0	0	6483	0.0	0
07.2012	ЭЦН	0.0	0	1732	0.0	0	6483	0.0	0
08.2012	ЭЦН	1.0	2	1734	24.0	48	6531	95.8	2
09.2012	ЭЦН	2.7	81	1815	22.7	682	7213	88.1	30
10.2012	ЭЦН	4.0	124	1939	31.3	971	8184	87.2	31
11.2012	ЭЦН	3.5	69	2008	20.4	407	8591	83.0	20
12.2012	ЭЦН	0.0	0	2008	0.0	0	8591	0.0	0

Таблица 13 - Динамика основных показателей эксплуатации скважины № 201

Дата	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут.	Добыча нефти, т	Накопл. добыча нефти, т	Дебит жидкости, т/сут.	Добыча жидкости, т	Накопл. добыча ж-ти, т	Обв-ть, %	Время работы, сут
06.2011	ФОН	26.7	454.00	454	26.7	454.00	454	0.0	17
07.2011	ФОН	30.1	422.00	876	30.1	422.00	876	0.0	14
08.2011	ФОН	0.0	0.00	876	0.0	0.00	876	0.0	0
09.2011	ФОН	0.0	0.00	876	0.0	0.00	876	0.0	0
10.2011	ФОН	0.0	0.00	876	0.0	0.00	876	0.0	0
11.2011	ФОН	52.7	316.00	1192	52.7	316.00	1192	0.0	6
12.2011	ФОН	90.2	2795.00	3987	90.2	2795.00	3987	0.0	31
01.2012	ФОН	21.0	21.00	4008	21.0	21.00	4008	0.0	1
02.2012	ФОН	36.3	870.00	4878	36.3	870.00	4878	0.0	24
03.2012	ФОН	47.9	1150.00	6028	47.9	1150.00	6028	0.0	24
04.2012	ФОН	26.7	160.00	6188	26.7	160.00	6188	0.0	6
05.2012	ФОН	0.0	0.00	6188	0.0	0.00	6188	0.0	0
06.2012	ФОН	21.0	84.00	6272	21.0	84.00	6272	0.0	4
07.2012	ФОН	23.2	718.00	6990	23.2	718.00	6990	0.0	31
08.2012	ФОН	35.0	1086.00	8076	36.6	1135.00	8125	4.3	31
09.2012	ФОН	56.2	1685.00	9761	58.5	1755.00	9880	4.0	30
10.2012	ФОН	54.9	1647.00	11408	59.0	1771.00	11651	7.0	30
11.2012	ФОН	40.9	1227.00	12635	45.9	1376.00	13027	10.8	30

Таким образом, по состоянию на 01.01.2013 г. на Куюмбинском месторождении пробурено 2 горизонтальных скважины. За счет горизонтального бурения дополнительно добыто 14,8 тыс.т, средняя добыча на скважину составляет 7,4 тыс.т.

На момент 2017г на месторождении пробурено и введено в эксплуатацию 27 горизонтальных скважин. Из них четыре – многозабойные. В таблице 14 можно увидеть и сравнить фактические и расчетные уплотненные дебиты горизонтальных (г), многозабойных (мз) и наклонно-направленных (нн) скважин. Уплотненный дебит – это накопленная добыча скважины за период рабочего времени скважины, деленная на количество проработанного времени (в сут.).

Таблица 14– Уплотненный дебит скважин на период 2017г

Пробуренный фонд скважин	Профиль ствола	Длина ГС, м	Qн тн/сут, с начала разработки, факт	Qн тн/сут, с начала разработки, проект	
А	1	г	987	28	31
	2	г	1039	27	31
	3	мз	1586	15	66
	4	мз	1025	17	12
	5	г	76	7	2
Б	1	г	994	23	32
	2	г	749	16	33
	3	г	703	18	21
В	1	нн	90	12	66
	2	г	1098	39	66
	3	нн	145	54	49
	4	мз	2230	6	49
	5	г	163	44	49
Г	1	г	164	40	49
	2	г	328	39	49
	3	г	1061	26	49
	4	г	1945	151	49
Д	1	г	261	4	4
	3	г	853	76	51
	4	г	733	118	63
	5	г	763	4	16
	6	г	704	51	57
	Е	1	г	311	83
2		нн	35	6	6
3		г	722	61	55
4		г	60	94	90
5		г	482	17	33
6		г	1006	49	52
7		г	759	24	50
8		г	750	26	36

Определенно можно сказать, что наиболее эффективны скважины, пробуренные вкрест основному направлению трещиноватости. Например, на кусте Д, это скважины 3 и 4 в таблице 14.

Тем не менее, нет явной зависимости продуктивности скважины от длины горизонтального ствола.

Можно выделить основные причины такой картины:

- высокая степень кольтматации призабойной зоны;
- неопределенность эффективной длины скважины;
- недоосвоение скважин.

Промысловые данные свидетельствуют о том, что бурение горизонтальных скважин на Кулумбинском месторождении, при надлежащем техническом и технологическом исполнении, может являться эффективным методом извлечения остаточных запасов нефти.

3.4 Конструкция и технология бурения горизонтальных скважин

При разработке конструкций скважин учтены следующие горно-геологические условия месторождения:

- эксплуатация продуктивных пластов рифейского горизонта;
- наличие толщи многолетнемерзлых пород (ММП) до глубин 50 м;
- наличие зон поглощений по всему интервалу бурения скважин;
- наличие газовой шапки;
- большой газовый фактор;
- закачка газа и воды в пласт в системе ППД.

Эти обстоятельства определяют сложную конструкцию скважин, обеспечивающую:

- минимизацию осложнений при бурении скважин;
- экологическую безопасность для окружающей среды;
- охрану недр;
- противofонтанную безопасность.

Для всех видов скважин обязательным является установка направления (в том числе и шахтного) для сохранности поверхностного слоя и исключения размыва и растепления пространства против устья скважины вблизи оборудования.

Предусматриваются следующие варианты бурения скважин:

- наклонно-направленное с отходом 700÷1600 м;
- бурение на режиме равновесия;
- бурение на депрессии;
- бурение скважин с горизонтальным участком до 300, 500, 700, 1000 м.

Выбор конструкции скважин основывается на опыте строительства разведочных скважин на Куюмбинском месторождении.

На Куюмбинском месторождении бурение горизонтальных скважин предполагается с бурением бокового горизонтального ствола из наклонно-направленных скважин с «пилотным стволом» либо непосредственно бурение скважины с горизонтальным стволом. Конструкция наклонно направленных скважин представлена на рисунке 22.

При разработке конструкции горизонтальных скважин особое внимание должно быть уделено вопросу обеспечения успешности заканчивания, т.е. проводки и крепления горизонтального участка.

С учетом горно-геологических условий района, сложившейся практики строительства ГС предлагается следующая конструкция скважин с горизонтальным стволом:

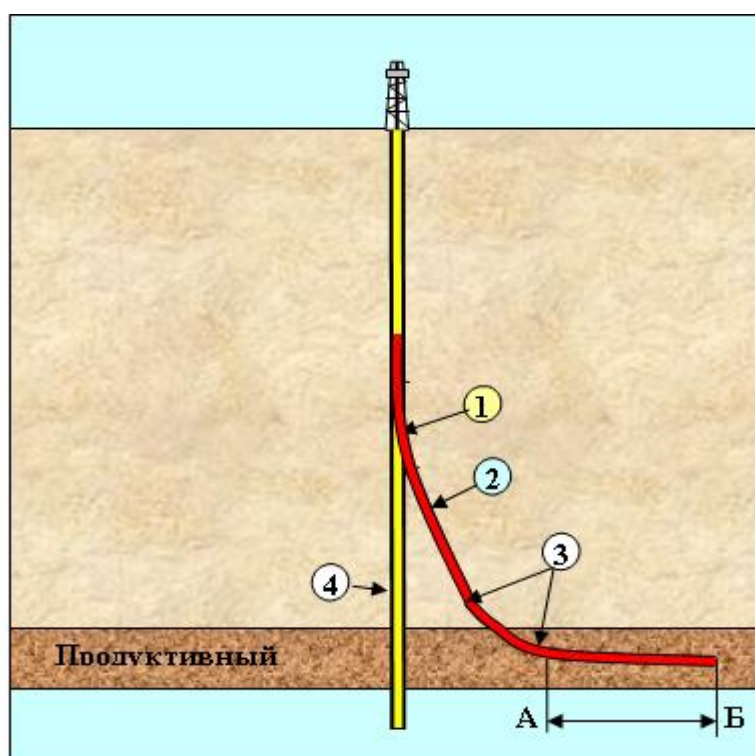
- Направление диаметром 324 мм спускается на глубину 50 м и цементируется до устья.

-Кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 500 м, и обеспечивает перекрытие всей толщи песчанистых отложений верхней части разреза, содержащих ММП, пресные воды. Цементируется до устья.

- Техническая колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 2050-2080м, цементируется до устья.

- Эксплуатационная колонна диаметром 168 (178) мм спускается на 50 м ниже подошвы продуктивного пласта, цементируется до устья.

- Хвостовик-фильтр комплектуется обсадными трубами 120.6 мм отечественного производства (ГОСТ 632-80), оборудуется фильтрами ФС-114 и спускается в продуктивный горизонт, с перекрытием «окна» вырезания на 80 м, крепится при помощи комплекса технических средств типа ПХН (производства ОАО «Тяжпрессмаш»).



Условные обозначения:

- ① Участок набора
- ② Участок стабилизации азимута и
- ③ А - Б – Условно горизонтальный
- ④ «Пилотный» ствол

Рисунок 22 - Профиль скважин с горизонтальным стволом в продуктивном пласте

Применение типов и параметров буровых растворов выбираются в соответствии с горно-геологическими условиями проводки скважин, а также на основании опыта уже пробуренных геолого-разведочных скважин.

Для бурения горизонтального ствола необходимы **растворы** с наименьшим загрязняющим воздействием на коллектор продуктивного пласта, а также экологически безопасные.

В целях наименьшего загрязняющего воздействия на призабойную зону пласта в условиях высокой трещиноватости коллекторов предполагается применение высоковязких буровых растворов на полимерной или углеводородной основе с низкой водоотдачей.

- под направление рекомендуется использовать бентонитовые растворы с параметрами: плотность 1,05 г/см³; условная вязкость 50÷60 с; водоотдача 10 см³/за 30 мин; СНС 20-30/60-70 дПа. Буровой раствор приготавливается на основе бентонита (ПБМВ), с добавлением щелочных реагентов: каустической соды, кальцинированной соды.

- под кондуктор используются полимер-бентонитовые растворы с параметрами: плотность 0,95 г/см³; условная вязкость 40÷60 с; водоотдача 3 – 5 см³/за 30 мин; СНС 15-20/25-40 дПа;

- под техническую колонну будет применяться эмульсионный раствор на углеводородной основе (ЭРУО) с параметрами: плотность 1,10÷1,15 г/см³; условная вязкость 20 - 35 с; водоотдача 1 – 2,5 см³/за 30 мин; СНС 15-20/25-40 дПа. Раствор приготавливается на основе дизельного топлива; органophilного бентонита; эмульгатора (сульфонола, эмульгала) – 2,5%, эназола – 1,2%, натрия хлористого -12%;

- под эксплуатационную колонну, при первичном вскрытии продуктивного пласта и при бурении под хвостовик рекомендуется ЭРУО с параметрами: плотность 1,0-0,95 г/см³; условная вязкость 40-60 с; водоотдача 1,5 – 2,5 см³/за 30 мин; СНС 12 – 15/24 – 30 дПа.

Параметры и состав промывочных жидкостей в процессе бурения скважин могут корректироваться.

Использование ЭРУО плотностью 1.0-0.95 практически означает бурение на равновесии пониженном гидростатическом давлении (ПГД). Такая

плотность достигается путем очистки от избытка твердой фазы ранее использовавшегося раствора с помощью центрифуги.

Заканчивание скважин с горизонтальным стволом предусматривается сохранением коллекторских свойств пласта, когда в пробуренный горизонтальный ствол скважины спускается 114 мм хвостовик-фильтр с манжетной муфтой типа ФГС-102-114 на буровом инструменте. При этом крепление производится только в верхней части хвостовика с пакером. В фильтровой части «хвостовика» перед спуском в скважину должны быть заранее просверлены отверстия диаметром 14 мм и плотностью 16 отверстий на 1 пог.м.

Хвостовик комплектуется из отечественных труб с резьбовыми соединениями ОТТМ с тефлоновым уплотнением. Допускается использование импортных труб соответствующего диаметра.

Низ хвостовика оборудуется башмаком типа БК.

В муфтовое соединение верхней трубы фильтра устанавливается заглушка для предотвращения попадания цементного раствора в фильтровую часть.

Затем устанавливается пакер соответствующего типа.

В муфтовое соединение пакера устанавливается обратный клапан типа 02, а выше через трубку - второй такой же клапан. Вместо тарельчатых клапанов допускается установка одного клапана типа ЦКОД.

На верхней трубе хвостовика устанавливается оставляемая в скважине часть разъединителя соответствующей конструкции в зависимости от диаметра хвостовика.

Хвостовик центрируется следующим образом. В фильтровой части в ниппельной и муфтовой части трубы устанавливаются жесткие фонари типа ЦЖ-114/136 и далее через 50 м устанавливаются центраторы типа ЦЦ-2, при этом обязательна установка центратора непосредственно под левым переводником разъединителя.

При несовпадении типов резьбовых соединений труб хвостовика и элементов технологической оснастки используются соответствующие переводники.

Принципиальная схема конструкции скважины с горизонтальным стволом представлена на рисунке 23.

Спуск хвостовика осуществляется на бурильных трубах с использованием левого разъединителя типа ЛР-114. Скорость спуска хвостовика в обсаженной части скважины - не более 0.5 м/с, в открытой части - не более 0.2 м/с.

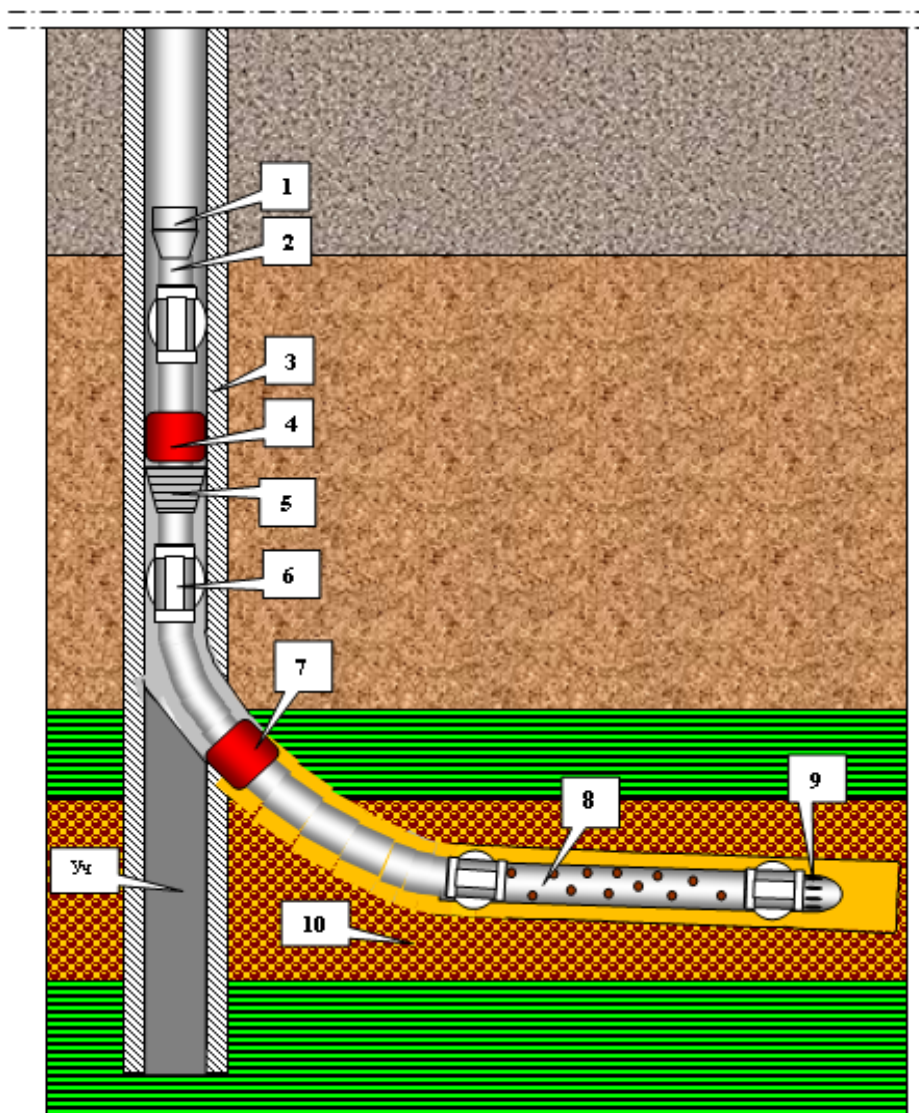
Долив колонны производится через каждые 300 м.

Промежуточная промывка производится на глубинах 1000 м и зарезки "окна" в течение одного цикла. По окончании спуска хвостовика промывка производится в течение двух циклов с доведением параметров бурового раствора до проектных.

Для ограничения выноса мехпримесей «хвостовик» оборудуется набивным фильтром. Применяются набивные фильтры различных форм.

Обычный вариант такого устройства снабжён слоем песка, связанного эпоксидной смолой, или другого материала, заключённого между двумя проволочными фильтрами. Песок для фильтра подбирается по фракциям, чтобы предотвратить вынос пластового песка.

Набивные фильтры имеют много слоёв песчаных зёрен для захвата частиц, попадающих в такую песчаную упаковку. То есть они более подвержены закупорке, чем проволочные фильтры или трубы с прорезями. Однако потеря давления при прохождении через набивные фильтры низка, поскольку они сделаны из высокопроницаемого материала. Этот материал оказывает малое сопротивление потоку. Возможно применение проволочного противопесочного фильтра.



Условные обозначения:

- 1-подвеска-адаптер;
- 2-«хвостовик»; 3- цемент; 4 -верхний манжетный пакер ПДМ;
- 5- якорь; 6-центратор; 7-нижний манжетный пакер ПДМ;
- 7-цементный мост; 8-фильтр хвостовика; 9- башмак хвостовика.
- 10-продуктивный пласт; 11-цементный мост.

Рисунок 23 - Принципиальная схема заканчивания скважины с горизонтальным стволом

Дополнительно, в ряде горизонтальных скважин первоочередного бурения предусмотрено испытание скважинных фильтров Weatherford RC с системой контроля пласта. Система RC состоит из регулятора притока FloReg компании Weatherford и скользящей муфты Opti-sleeve, сочетание которых обеспечивает оптимальное управление пластом.

4 Безопасность и экологичность проекта

Предприятия нефтегазового комплекса, в полной мере осознавая потенциальную опасность возможного негативного воздействия своей масштабной и технологически сложной деятельности на жизнь и здоровье работников, регулярно проводят мероприятия, чтобы минимизировать риски и предотвратить угрозы возникновения аварий, инцидентов, производственного травматизма и профессиональных заболеваний работников. Устойчивое развитие нефтегазовых предприятий основано на создании безопасных условий труда, обеспечении высокого уровня надежности, промышленной и экологической безопасности.

4.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Процесс добычи, сбора и транспортировки нефти и газа связан с рядом опасных и вредных факторов: наличием взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти; наличием трубопроводов, находящихся под давлением; больших объемов нефти и газа, содержащих сероводород.

Опасные и вредные производственные факторы в системе сбора продукции скважин подразделяются по природе действия на физические и химические. [15]

К физическим факторам относятся вращающиеся части механизмов; загазованность рабочей среды.

Химические факторы подразделяют: по характеру воздействия на организм человека – на раздражающие и токсичные; по пути проникновения в организм через органы дыхания, кожные покровы и слизистые оболочки.

Наиболее опасными местами являются: движущиеся и вращающиеся механизмы наземного оборудования, канализационные колодцы, помещения замерных установок, места отбора проб, различное электрооборудование.

Вредными веществами на объектах являются нефть, попутный нефтяной газ, сероводород в составе углеводородного сырья, минерализованная пластовая вода, применяемые химреагенты.

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата с низкими температурами (зимой до -50°C) и высокой влажностью (летом до 100%) важную роль играют метеорологические факторы.

При длительном пребывании работающего в условиях низкой температуры и переохлаждении организма возможно возникновение различных острых и хронических заболеваний: воспаление верхних дыхательных путей, ревматизм и другие.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары.

Кусты, как правило, кусты скважин засыпаются песком, поэтому при сильных ветрах случается поднятие частиц песка и пыли, которые могут попасть в глаза и верхние дыхательные пути. Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005-76.

В ходе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, которые могут вызвать отравления и заболевания.

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое

ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии.

Высокое давление и загазованность указывают на повышенную пожаро- и взрывоопасность объекта.

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а следовательно и вероятность несчастного случая.

Причиной несчастного случая может быть также неудовлетворительное состояние объекта с позиции санитарии, его чрезмерная захламленность и замазученность, плохая подготовка скважин к замерам пластового давления.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Куюмбинское месторождение находится на стадии опытно-промышленной разработки. А это значит, что объекты находятся на больших расстояниях друг от друга. Операторы, выполняя в основном профилактические ремонтные работы в районе устья скважины, соприкасаются с нефтью и вдыхают нефтяной газ, в течение 75% рабочего дня находятся под открытым небом, продолжают выполнять некоторые операции вручную.

Эвенкийский район Красноярского края, где находится месторождение, относится к климатическому поясу Ib (IV). Район расположен в области резко-континентального климата. Зима длится примерно 8 месяцев в году, и температуры могут опускаться ниже -60°C . Лето в Эвенкийском районе короткое — с конца июня по середину августа, в течение лета погода может варьироваться от заморозков до жары: в отдельных случаях температура может превышать отметку в $+40^{\circ}\text{C}$. На территории района широко распространена многолетняя мерзлота.

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

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

4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе 1б – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук. [16] Для персонала предусматриваем санитарно-бытовые помещения.

Для защиты организма от охлаждения и перегревания, от воздействия механических веществ (пыль, песок) и, частично, от воздействия химических веществ необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спец. обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. [17]

Для контроля запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны используют газоанализаторы.

Нормы освещенности устья скважины представлены в таблице 15. [18]

Таблица 15 – Нормы освещенности

Рабочее место	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение	
		Освещенность	
		Лампы накаливания (лк)	Газоразрядной лампы (лк)
Рабочее место у устья скважины	V	75	75

Для освещения производственных площадок, неотапливаемых помещений, проездов применяют газоразрядные источники света. При освещении площадки газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещенности не превышает 20%. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты площадки.

На открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники имеют взрывозащитное, пылезащитное исполнение [19].

Для освещения площадки выберем к установке четыре прожекторных вышки, расположенных по углам площадки. С учетом нормативных рекомендаций по источникам света принимаем к установке прожектора типа ПЗС-45 с дуговыми ртутными лампами типа ДРЛ-700.

Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности, приведены в таблице 16

Таблица 16 – Типы прожекторов, рекомендуемых для освещения объектов предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Максимальная сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

При добыче нефти и газа используются машины и механизмы, при работе которых увеличивается уровень шума и вибраций: УЭЦН, электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др.

Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной систем, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

В связи с этим имеется превышение уровней шумов над нормами на 13-31 дБ. Уровни вибраций и шума должны соответствовать гигиеническим нормам. [20, 21]

Для снижения вредного воздействия шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали, применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

- подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка);
- изменение в конструкции;
- использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При фонтанной и механизированной добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 17. [22]

Таблица 17 – ПДК вредных веществ

Вещества	Объем, мг/м ³	Класс опасности
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной O ₂	4	4
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ —C ₅	3	4
Углекислый газ	9000	4
Углеводороды C ₁ —C ₁₀	300	3
Хлор	0,1	2

При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества, которые, попадая в воздух рабочих помещений, могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма.

Работы на кустовых площадках с высокой концентрацией опасных производственных объектов должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным Ростехнадзором.

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

Широкое применение в отраслях нефтедобывающего комплекса получили средства индивидуальной защиты для электрообслуживающего персонала (спецобувь, спец. перчатки).

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

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

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

Скважина относится к наружной установке категории взрыво- и пожароопасности В-Іг. [23]

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

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

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается. Проведение огнеопасных работ во взрывоопасных зонах производится только при наличии нарядов-допусков на проведение этих работ, утверждаемых главным инженером предприятия.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами, работоспособность, которых поддерживается на протяжении всего периода эксплуатации скважины. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию кустовой площадки очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов. По периметру площадки необходимо иметь минерализованную полосу шириной не менее 1,4 м.

Каждая кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенными буквенным индексом ПГ, цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в миллиметрах. Пожарные гидранты, не реже чем через 6 месяцев, подвергаются техническому обслуживанию и проверяются на работоспособность посредством спуска воды с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Хранение материалов и химреагентов осуществляется согласно нормативным требованиям.

Для обеспечения пожаробезопасности на скважине запрещается: загромождать проходы к установкам и средствам пожаротушения, загромождать проходы между установками и оборудованием, оставлять разлитые нефтепродукты, химреагенты, оставлять промасленную спецодежду и обтирочный материал у рабочих мест, использовать бензин или другие легковоспламеняющиеся жидкости для протирки оборудования, электромеханизмов и в бытовых целях.

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Деятельность, связанная с возможностью возникновения аварий, проявления опасных и вредных производственных факторов, а также с предупреждением их проявления и воздействия на работников и окружающую

среду, может осуществляться на основании соответствующих лицензий, выданных предприятию.

Разработан план ликвидации и локализации аварий на опасном производственном объекте, который пересматривается раз в три года, и проводятся тренировки по графику. Также по утвержденному графику проводятся тренировки по курсу: "Тревога выброс. Управление скважиной при ГНВП (газонефтеводопроявление)".

Консервация и ликвидация опасных производственных объектов нефтегазового комплекса производится в соответствии с порядком, установленным постановлением Госгортехнадзора России. [24]

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности и т.д. [25] Эти требования определяют выбор наиболее эффективных тампонажных материалов и технологической оснастки обсадных колонн.

4.7 Экологичность проекта

Важной задачей для ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» является сохранение благополучной экологической обстановки в районах расположения его производственных объектов. В целях минимизации техногенной нагрузки на окружающую среду на предприятии внедряются новые технологические схемы, осуществляется замена устаревшей техники и оборудования, принимаются меры по сокращению уровня производственных отходов и вредных выбросов в атмосферу.

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» ежегодно заключает договора на выполнение экологического мониторинга состояния недр и сопредельных сред в пределах своих лицензионных участков. Результаты мониторинга дают исчерпывающую картину техногенного воздействия производственной деятельности предприятия на окружающую среду, позволяют постоянно улучшать экологическую обстановку в местах расположения объектов производства.

В целях утилизации отходов на месте их образования ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» использует специализированные установки УЗГ-1Мб, «Форсаж-1», Комплекс термической обезвреживания КТО 50.К20 для сжигания органических, в том числе нефтесодержащих отходов (нефтешламов).

Обществом разработан и утвержден проект предельно допустимых выбросов для производственных объектов Курумбинского ЛУ, получено разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

На вооружении специалистов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» имеется современное оборудование для локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: нефтесборщик с гидростанцией, вакуумная установка ВАУ-2у, емкость для временного хранения нефтесодержащих отходов, распылитель сорбента. Очистку водных и земельных объектов в случае их загрязнения планируется осуществлять при помощи сорбирующих бонов (поливолокну) и биосорбента УНИСОРБ-БИО, не требующих последующей утилизации.

Особое внимание ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» уделяет проблеме утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Предприятие стремится уже на стадии геологического изучения новых месторождений сократить объем сжигаемого газа и создать необходимые условия для его рационального использования. С этой целью в энергообеспечении промысловых объектов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» задействованы газопоршневые электростанции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках настоящей работы дана характеристика Куюмбинского месторождения, проанализированы состояние разработки месторождения на 01.01.2013г и рассмотрены перспективы его развития.

Начало буровых работ и промышленного освоения месторождения напрямую зависят от сроков ввода в эксплуатацию системы транспорта нефти. В настоящий момент, реализация транспортной инфраструктуры на месторождении возможна не ранее 2016 года. Именно на этот срок рассчитана реализация программы ОПР.

В период выполнения программы ОПР сбыт добываемой продукции планируется осуществлять локальным потребителям в пределах Эвенкийского муниципального района.

Промышленная разработка месторождения планируется с 2017г. Предполагается размещение горизонтальных скважин (длина ГС – 700 м) по квадратной сетке 1000x1000 м. Бурение наклонно-направленных нагнетательных скважин, предполагается осуществлять так же по квадратной сетке с расстоянием 2830x2830 м, формируя обращенные девятиточечные элементы с нагнетательной скважиной в центре и чередуя их с девятиточечными элементами, в центре которых размещена горизонтальная добывающая. Предполагаемая технология реализуется на основе размещения горизонтальных стволов в одном уровне нефтенасыщенного разреза.

Система воздействия формируется на основе наклонно-направленных нагнетательных скважин, которые вводятся под нагнетание без отработки на нефть. Технология реализации системы ППД подразделяется на зоны насыщения: водонефтяная зона – закачка попутно добываемой воды в подошвенную часть разреза (ниже уровня ВНК); водонефтегазовая - закачка попутно добываемой воды в подошвенную часть разреза (ниже уровня ВНК),

закачка (возврат) прорывного газа в газовую шапку до начала отработки запасов газоконденсата.

В зоне с пониженной проницаемостью и повышенной плотностью запасов предусмотрено бурение двухствольных горизонтальных скважин и перевод под закачку добывающих ГС после достижения обводненности продукции 98% с формированием нагнетательных рядов.

Максимальный уровень добычи нефти достигается в 2033 году и составляет около 10 млн. т, добычи жидкости в 2040 году – около 23 млн. т.

Разработка газоконденсатной шапки предполагается с 2034 года, после отбора 80% запасов нефти подгазовой зоны, переводом 75 нефтяных скважин в добывающий газовый фонд и бурением 10 газовых скважин. Максимальный уровень добычи газа газовых шапок и конденсата в 2039г.

Анализ показал низкие значения коэффициентов эксплуатации скважин и выявил характерные особенности их динамического поведения, что имеет следующие причины:

- на дату анализа на месторождении нет условий для круглогодичной эксплуатации скважин;
- существующая система наземного обустройства, сбора и транспорта продукции не позволяет наращивать объемы годовых отборов нефти.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВНК – водонефтяной контакт
- ВК – водоносный комплекс
- ГДИ – гидродинамические исследования
- ГНВП – газонефтеводопроявление
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГС – горизонтальные скважины, горизонтальный ствол
- ДПДН - дисконтированный поток денежной наличности
- ЛУ – лицензионный участок
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НГК – нефтегазовый комплекс
- ПНГ - попутный нефтяной газ
- НПДН - накопленный поток денежной наличности
- ОПР – опытно-промышленные работы
- ПВ – подземные воды
- ПГД - пониженное гидростатическое давление
- ПДН - поток денежной наличности
- РГС – разветвленно-горизонтальные скважины
- ЭРУО - эмульсионный раствор на углеводородной основе

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Куюмбинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 3018 от 09.07.2003 г).

2 «Технологическая схема разработки Куюмбинского месторождения в границах Куюмбинского лицензионного блока» (протокол ЦКР Роснедра № 4027 от 12.07.2007 г).

3 «Дополнения к Технологической схеме разработки Куюмбинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра № 5057 от 10.02.2011 г).

4 «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти, газа и конденсата Куюмбинского месторождения и Терско-Камовского участка Юрубчено-Тохомского месторождения» (ООО «ВНИГНИ-2», 2007 г., протокол ГКЗ Роснедра №1524-дсп от 14.12.2007 г.

5 «Оперативный подсчет запасов нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и конденсата залежи в рифейских отложениях блока 4 Южно-Куюмбинской группы Куюмбинского месторождения» (ООО «ВНИГНИ-2», протокол Роснедра №18/35-пр от 30.01.2009 г.).

6 «Оперативный подсчет запасов нефти, растворенного газа, газа газовой шапки и конденсата Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения» (ООО «ВНИГНИ-2», протокол Роснедра №18/105-пр от 01.03.2010 г.).

7 «Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах», Черницкий А.В., Москва, 2002 г.

8 «Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Избранные труды», Гавура В.Е., Москва, 2001 г.

9 Luca Mattioni, Aumeric Chauveau и др. Пилотный проект FRACA по изучению трещиноватости в окрестностях одной из скважин на месторождении Куюмба (скв. №К-220). – Париж: «Veisip-Franlab», март 2005 г.

10 Абдрахманова Л. Пояснительная записка к результатам интерпретации по скв. №ТК-510 (Терско-Камовское месторождение). Анализ результатов

оценки анизотропии напряжений и параметров волны Стоунли. Комплексный анализ данных UBI и Sonic Scanner. – М.: Schlumberger, июль 2008 г.

11 Анализ результатов измерений структурных планов по данным САС-90 и НИД-2 на примере скв. №К-235 (Куюмбинское месторождение).

12 Геофизические исследования скважин. (Schlumberger) // <http://www.slb.ru/page.php?code=15>.

13 Детальные петрофизические исследования керна скважины №К-212 Куюмбинского месторождения». – Тверь: ОАО НПЦ Тверьгеофизика, 2007 г.

14 Концептуальный проект промышленной разработки Куюмбинского месторождения, ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», 2014г.

15 ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – Введен 01.01. 1976 - Москва: ИПК Издательство стандартов, 2002г, 20с.

16 СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые помещения - Введен 01.04.1989, Москва: Госстрой 1987г, 20с.

17 Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"

18 СП №4156-86 Санитарные правила для нефтяной промышленности – утв. Гл. государственным санитарным врачом СССР 15.10.1986, Москва, 12стр

19 ПБ-08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности – Введены с 30.06.2003, Москва, Госгортехнадзор России, 2003, 166с

20 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» - утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31.10.1996, Москва, Стандартинформ, 2000.

21 СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых, общественных зданий – Введ. 31. 10.96 – Москва, 64с

22 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочейзоны». – Введ. 30.04.2009. – Москва : Стандартинформ, 2009. - 44с.

23 "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"№ 123-ФЗ от 22 июля 2008 г.

24 "Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов", РД 08-492-02, 2002г.

25 "Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности" РД 08-254-98, 2005г.

25 А. А. Коршак, А. М. Шаммазов, Основы нефтегазового дела – Уфа «ДизайнПолиграфСервис», 2001 – 543 с.

26 Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др. Учебник для ВУЗов в 2 т – Москва «Недра-Бизнесцентр», т 1, 2002 – 407 с.

27 Г. В. Коннова, Оборудование транспорта и хранение нефти и газа – Ростов-на-Дону, «Феникс», 2006 – 126 с.

28 Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев «Справочник нефтяника» - Уфа «ТАУ», 2005 – 272с.

29 А. Г. Калинин, Р. А. Ганджумян, А. Г. Мессер «Справочник инженера-технолога по бурению глубоких скважин» - Москва, «Недра», 2005 – 808с.