

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ТИУ)
Институт геологии и нефтегазодобычи
(ИГиН)

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Бурение нефтяных и газовых
скважин»

Ю.В. Ваганов

«_____» _____ 2021 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВТОРИЧНОГО
ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ НА КУЮМБИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к магистерской диссертации
по программе
ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

НОРМОКОНТРОЛЕР:
ассистент

А.Ф. Семененко

РАЗРАБОТЧИК:
обучающийся группы ТВПмз-18-1

З.Г. Гибадуллина

РУКОВОДИТЕЛЬ:
доцент, канд. техн. наук
А.А. Балусев

Магистерская диссертация
защищена с оценкой
Секретарь ГЭК, ассистент
А.Ф. Семененко

Тюмень 2021

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт геологии и нефтегазодобычи

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой «Бурение
нефтяных и газовых скважин» ТИУ
_____ Ю.В. Ваганов

«_____» _____ 2021 г.

КОНЦЕПЦИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

Обучающийся 3 курса магистратуры (программа Технология вскрытия нефтегазовых пластов) Гибадуллина Зиля Гайнитдиновна

Формулировка выбранной для исследования темы

Исследование и разработка технологии вторичного вскрытия пластов на Куюмбинском месторождении.

Обоснование актуальности темы

Вторичное вскрытие продуктивных пластов является важнейшим этапом в строительстве скважины. От правильности выбора технологии вторичного вскрытия и технических средств зависит качество гидродинамической связи между пластом и скважиной.

Цель исследования

Исследование и разработка эффективной технологии вторичного вскрытия карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения

Задачи исследования

- 1 Геологическая характеристика рифейских коллекторов Куюмбинского месторождения.
- 2 Изучение технологий и технических средств для вторичного вскрытия продуктивных пластов.
- 3 Анализ результатов вторичного вскрытия пластов на Куюмбинском месторождении.
- 4 Выбор оптимальной технологии вторичного вскрытия, позволяющий установить хорошую гидродинамическую связь скважина-пласт.

На материалах, какой компании (организации, региона, отрасли и т.д.) будет проводиться исследование

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Какие концептуальные модели применимы к теме

Концептуальная модель комплексного подхода, основанного на теоретических положениях геомеханики и гидродинамики, промысловых исследованиях.

Какие методы исследования будут использоваться в ходе исследования

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин, лабораторных исследований составов перфорационных систем.

В чем будет состоять результат исследования

Предложенный комплексный подход к технологии вторичного вскрытия позволит:

- 1 Обеспечить качественную гидродинамическую связь скважина-пласт.
- 2 Снизить кальмотацию призабойной зоны пласта при проведении вторичного вскрытия.
- 3 Уменьшить повреждение цементного камня и снизить вероятность перетоков.

Нормоконтролер _____ А.Ф. Семененко
подпись

Научный руководитель _____ А.А. Балусев
подпись

Обучающийся _____ З.Г. Гибадуллина
подпись

Дата _____

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	5
ВВЕДЕНИЕ	9
1.ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
2. МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ	24
2.1 Кумулятивная перфорация.....	27
2.2 Щелевая перфорация.....	33
2.3 Технология интеллектуальной перфорации	38
2.4 Технология сверлящей перфорации.....	39
2.5 Технологии разветвленного вскрытия пласта	41
2.6 Кумулятивные перфораторы «Schlumberger»	42
2.7 Гидромеханическая прокалывающая перфорация	43
3 ВЫБОР ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ	46
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	62

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (магистерская диссертация) 65 с., 32 рисунка, 8 таблиц, 36 источников, 10 листов презентации.

Ключевые слова: исследование, скважина, вторичное вскрытие, карбонатный коллектор, перфоратор, гидродинамическая связь, призабойная зона пласта.

Объектом исследования являются продуктивные карбонатные пласты отложений рифея Куюмбинского месторождения. Предмет исследования – повышение эффективности вторичного вскрытия сложнопостроенных карбонатных коллекторов.

Цель работы - повышение эффективности и качества вторичного вскрытия продуктивных карбонатных пластов, сохранение коллекторских свойств ПЗП.

Задачи исследования:

1. Дать характеристику рифейским коллекторам Куюмбинского месторождения, выявить их особенности.
2. Проанализировать текущие горно-геологические условия и особенности залегания продуктивных пластов месторождения.
3. Изучить способы вторичного вскрытия коллекторов месторождения и описать их результаты.
4. Рассмотреть современные технологии вторичного вскрытия коллекторов.
5. Изучить технологические жидкости для вторичного вскрытия продуктивных коллекторов.
6. Выбрать оптимальные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов Куюмбинского месторождения.

В процессе работы проводилось изучение литературных источников по теме магистерской диссертации, результатов лабораторных исследований, промысловые испытания и анализ их результатов.

Промысловыми работами установлена низкая эффективность использования традиционной кумулятивной перфорации для вторичного вскрытия карбонатных пластов Куюмбинского месторождения. После проведения кумулятивной перфорации часто выполнялись операции по изоляции водопритоков, стоимость которых в 4,5 раза превышала стоимость кумулятивной перфорации.

Область применения результатов – буровые предприятия.

ABSTRACT

Graduation work (master's thesis) 65 p, 32 figures, 8 tables, 36 sources, 10 presentation sheets.

Key words: research, well, secondary opening, carbonate reservoir, perforator, hydrodynamic connection, bottom-hole formation zone, drilling fluid, cracks.

The object of research is the productive carbonate layers of the Riphean deposits of the Kuyumbinskoye field. The subject of research is to improve the efficiency of secondary opening of complex carbonate reservoirs.

The purpose of this work is to improve the efficiency and quality of secondary opening of productive carbonate formations, and to preserve the reservoir properties of the PZP.

Research problem:

1. To characterise repasky collectors at kuyumbinskoe field, to identify their characteristics.
2. Analyze the current mining and geological conditions and features of occurrence of productive layers of the field.
3. To explore how the secondary opening of the reservoir deposits and describe the results.
4. Consider modern technologies for secondary opening of reservoirs.
5. Study process fluids for secondary opening of productive reservoirs.
6. Select the optimal technologies for secondary opening of productive layers of the Kuyumbinskoye field.

In the course of the work, we studied the literature sources on the topic of the master's thesis, the results of laboratory research, field tests and analysis of their results.

Field work has established a low efficiency of using traditional cumulative perforation for secondary opening of carbonate layers in the Kuyumbinskoye field. After carrying out cumulative perforation, operations were often performed to

isolate water flows, the cost of which was 4.5 times higher than the cost of cumulative perforation.

The results are applied to drilling companies.

ВВЕДЕНИЕ

Открыто Куюмбинское месторождение бурением параметрической скважины № К-1 в 1973. Данной скважиной была открыта газовая залежь в карбонатных отложениях рифея. Начальный суточный дебит газа составлял около 200 тыс. м³.

По величине начальных извлекаемых запасов Куюмбинское месторождение относится к категории крупных. На месторождении легкие и маловязкие нефти, метанового типа. Газосодержание и давление насыщения относительно высокое.

Залежи месторождения установлены в древних толщах рифейского возраста. Литологически представлены карбонатами, в связи с чем их трещиноватость и кавернозность формируют пустотное пространство коллекторов. Залежи массивные, тектонически экранированные. В целом, по своему геологическому строению Куюмбинское месторождение относится к сложным.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов является одним из самых важных этапов при строительстве скважины, во многом от его качества зависит гидравлическое совершенство связи между пластом и скважиной. От его качества во многом зависит дальнейшая эксплуатация скважины.

Объектом исследования являются рифейские карбонатные коллектора Куюмбинского месторождения. Актуальной проблемой является вскрытие продуктивных пластов месторождения. Применение традиционных технологий перфорации приводит к кальматации призабойной зоны, нарушениям цементного камня и, как следствие, к возникновению заколонных перетоков.

Цель работы состоит в исследовании и разработки эффективных технологий вторичного вскрытия, позволяющих сохранить коллекторские свойства призабойной зоны, предупредить появление водопритокков и установить хорошую гидродинамическую связь между скважиной и пластом.

Задачами исследования являются:

1. Изучение характеристики рифейских коллекторов Куюмбинского месторождения.
2. Анализ горно-геологических условий и особенностей залегания продуктивных пластов месторождения.
3. Изучение способов вторичного вскрытия коллекторов месторождения и их результатов.
4. Рассмотрение современных технологий вторичного вскрытия коллекторов.
5. Изучение технологических жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных коллекторов.
6. Выбор оптимальных технологий вторичного вскрытия продуктивных пластов Куюмбинского месторождения.

Научная новизна исследования: комплексный подход к повышению качества вторичного вскрытия продуктивных пластов Куюмбинского месторождения.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Месторождение расположено в Красноярском крае, на территории Байкитского и Богучанского районов. Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Обзорная карта расположения Куюмбинского месторождения

Ближайший к месторождению населённый пункт - п. Байкит, находящийся на правом берегу реки Подкаменная Тунгуска в 150 км северо-

западнее месторождения. В 37 км от п. Богучаны и в 210 км от месторождения находится ближайшая железнодорожная станция - Карабула. До станции доходит железнодорожная ветка от Транссибирской магистрали.

На севере месторождение граничит с Аброкупчинским ЛУ, на востоке с Кординским ЛУ, на юге – с Юрубченским ЛУ. Месторождение входит в состав Юрубчено -Тохомской зоны нефтегазонакопления. В данной зоне выделено два крупных структурных этажа. Это кристаллический фундамент и осадочный чехол. Кристаллический фундамент сложенный архейско-раннепротерозойскими метаморфическими породами. Осадочный чехол разделен на два структурных яруса. Нижний ярус рифейский, верхний ярус венд-палеозойский.

Куюмбинское Месторождение расположено на юго-восточном склоне Юрубчено- Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. Тектоническая карта района расположения Куюмбинского месторождения представлена на рисунке 2.

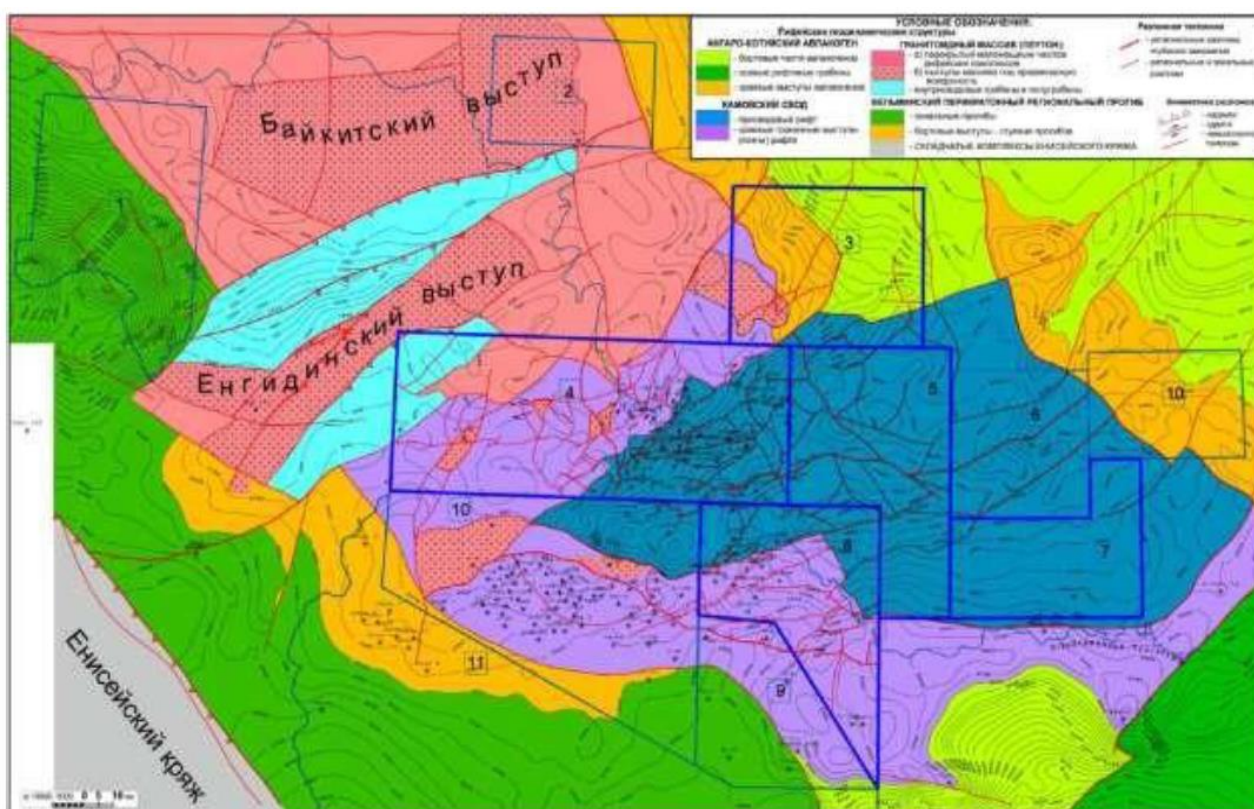


Рисунок 2 - Тектоническая карта района месторождения

Для Куюмбинского НГК месторождения характерно сложное блоковое строение и интенсивная дизъюнктивная тектоника отложений рифея. На площади расположения месторождения выделяют три типа разрывных дислокаций – это сбросы, надвиги, сдвиги.

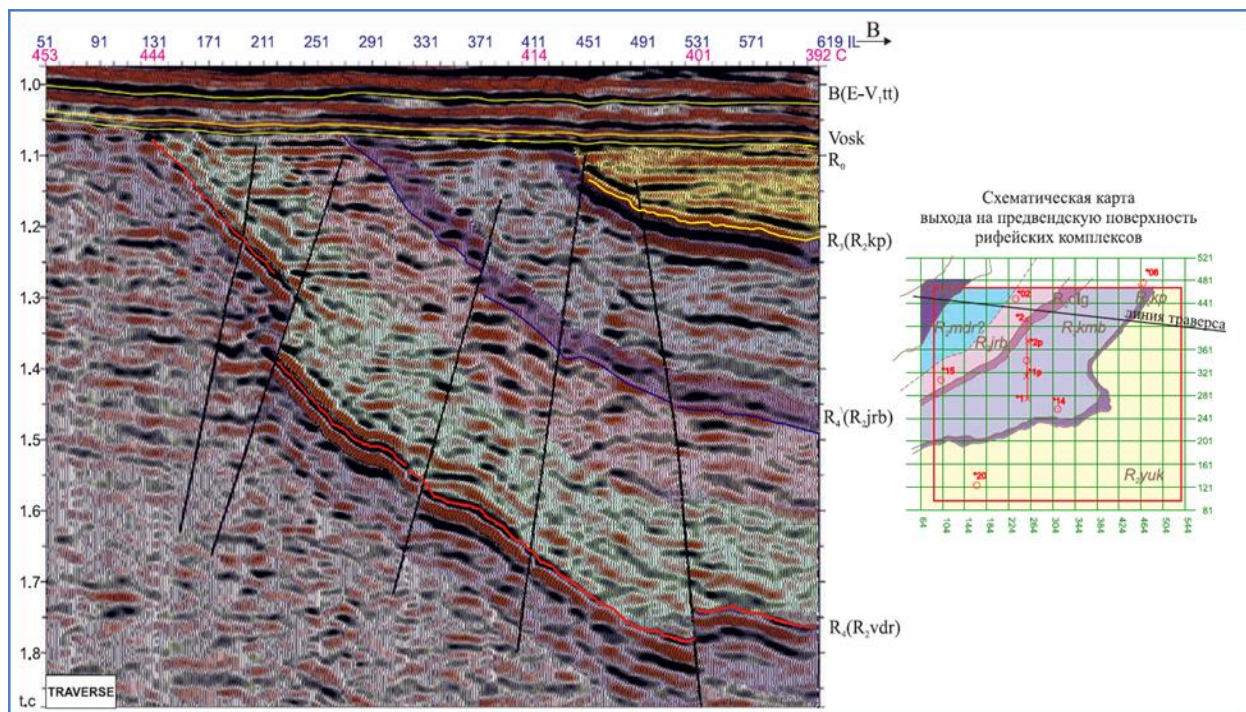


Рисунок 3 - Характер прослеживаемости рифейских свит в волновом поле

Разрез месторождения карбонатный, трещинно-кавернозным типом коллектора, приурочены к рифейским и нижневендским отложениям. Отложения Рифея – это одни из самых древних известных нефтенасыщенных отложений. Продолжительность воздействия вторичных процессов оказала существенное влияние на их коллекторские свойства.

Отложения рифея на месторождении общей мощностью около 4,5 км.

Рифейские отложения Куюмбинского месторождения отличаются наличием зон повышенной трещиноватости карбонатных пород. Нефтегазоносность связана с пластами рифея:

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

Эонотема	Эрагема	Система	Толща / свита	Литология	Мощн., м
Верхнепротерозойская	FZ	Є	Тэтэрская		50
			Собинская		60
			Катангская		60-90
			Оскобинская		0-80
			Ванаварская		0-40
	Среднерифейская	Вендская	Ирэмэкэнская		>220
			Токурская		110-130
			Вингольдинская		590-690
			Рассолкинская		190-230
			Юктенская		500
			Копчерская		130
			Куёмбинская		480-540
			Долгоктинская		60-240
			Юрубченская		330-640
			Мадринская		300-630
			Вэдрэшевская		10-360
			Зелендуконская		260-300
	Нижне-рифейская				

AR-PR фундамент

Условные обозначения

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7

1 – песчаники, 2 – аргиллиты, 3 – доломиты, 4 – глинистые доломиты, 5 – доломиты с прослоями и линзами ангидритов, 6 – известняки, 7 – поверхности несогласий.

Рисунок 4 - Обобщенная стратиграфическая колонка рифейских и вендских отложений Куёмбинского нефтегазового месторождения

Зеленодуконская свита состоит из калиево-полевошпатово-кварцевых песчаников. Мощность свиты составляет от 0 до 260 м. Песчаники розовато-красного, розового, желтовато-серого и серого цвета. Структурно они мелкозернистые и среднезернистые. Породы свиты крепкие, существенно преобразованные региональным метаморфизмом. Для пород зеленодуконской свиты характерны сильная изменчивость мощности, в связи с внутририфейским размывом или с неравномерным формированием депрессий на стадии рифтогенеза.

Вэдрэшевская свита является самой нижней в камовской серии. Свита состоит из переслаивания аргиллитов и алевролитов, изредка встречаются прослои глинистых доломитов, песчаников, мергелей. Толщина этой свиты изменяется от 9 до 362 метров, увеличиваясь в северо-восточном и восточном направлениях.

Мадринская свита состоит из неравномерного переслаивания доломитов, доломитовых мергелей, глинистых доломитов, алевролитов и аргиллитов. В разрезе свиты преобладают глинистые доломиты темно-серого цвета и аргиллиты. На Куюмбинском месторождении установлены участки замещения в пределах мадринской толщи доломитов на известняки. Для данной толщи характерны темные окраски пород. Толщина свиты увеличивается в северо-восточном и восточном направлениях и составляет от 28 до 370 метров.

Юрубченская свита преимущественно состоит из доломитов, в разной степени окремненными. Свита состоит из двух подсвит. Для нижней подсвиты мощностью 210-450 м характерна темная окраска пород и наличие пласта песчаников в основании. Верхняя подсвита имеет мощность от 119 до 185 метров, состоит из светло-серых доломитов, которые различаются по соотношению оолито-пизолито-интракластических и строматолитовых пород, и по степени окремнения.

Долгоктинская свита определяется в разрезе месторождения по повышенным показателями гамма-каратажа (ГК). Свита состоит из

чередующихся пластов доломитов. В разрезе свиты встречаются доломиты глинистые, доломитовых мергели и аргиллиты с прослоями алевро-песчаников.

Мощность пропластков аргиллитов небольшая, в пределах 0,5-1,5 метров. Мощность доломитовых пластов от 1 до 5 метров.

Мощность всей свиты изменяется в пределах от 53 до 244 метров.

Куюмбинская свита на месторождении делится на нижнюю подсвиту мощностью 224-244 метров, среднюю подсвиту мощностью 115 метров и верхнюю подсвиту мощностью от 130 до 190 метров. Состоит из оолито-пизолито-интракластических, фитокластических и пластово-строматолитовых доломитов. Свита включает в себя чередующиеся различные по толщине пачек светло-серого и серого цветов. В средней части свиты установлено наличие глинистых пластов, хорошо прослеживающихся на значительной территории и являющихся реперами при выполнении корреляции.

Копчерская толща мощностью 130 метров. Свита вскрыта одной скважиной. Состоит из глинистых доломитов, доломитов, ангидритов.

Юктенская свита в основном состоит из строматолитовых и оолито-пизолито-интракластических доломитов. Наибольшая вскрытая мощность свиты составляет 402 метров.

Рассолкинская свита состоит из неравномерного переслаивания пластов глинистых доломитов, доломитов и аргиллитов. Толщина свиты составляет от 186 до 228 метров.

Вингольдинская свита состоит из двух подсвит. Подсвиты преимущественно сложены доломитами. Доломиты верхней подсвиты отличаются более темным цветом и показаниями ГК. Это может быть связано с возрастанием доли песчаников. Общая толщина свиты составляет от 603 до 654 метров.

Токурская свита имеет мощность 108 метров. Свита состоит из аргиллитов с подчиненными прослоями комковато-интракластических доломитов.

Завершает камовскую серию рэмэкэнская свита, имеющая мощность более 200 метров. Свита разделена на две подсвиты. Нижняя подсвита состоит из переслаивания доломитов и аргиллитов, верхняя подсвита состоит из доломитов и алевро-песчаников.

Можно отметить, что все доломиты камовской серии характеризуются как массивные и плотные. В доломитах установлены как фитогенные, так и микритовые разности. Кроме этого, они для них характерны окремнение, опесчанивание, широко развиты стилолитовые швы.

Вендские отложения залегают со стратиграфическим и угловым несогласием на образованиях рифея и фундамента.

Отложения венда разделены на четыре горизонта. Два нижних в настоящее время без названия, при геологоразведочных работах их выделяют в вилючанский и непский горизонты. Верхние горизонты – тирский и даниловский.

Толщина отложений венда в южной части месторождения достигает 750-1100 метров, а северной и в центральных частях уменьшается до 180-200 метров в результате выклинивания нижних ванаварской и оскобинской свит.

В пределах Байкитской антеклизы к непскому горизонту относятся красноцветные терригенные породы ванаварской свиты, имеющей мощность до 160 метров. Свита залегает лишь в южной и западных частях территории. В верхней части свиты установлено присутствие песчаных пропластков. В целом отложения свиты характеризуются слоистыми текстурами, зеленовато-серыми и пестроцветными цветами алевролитов и аргиллитов. Вероятно, что общий региональный наклон подводного склона был направлен на северо-северо-запад, в связи с тем, что именно в этом направлении возрастает мощность отложений свиты.

Выше залегает оскобинская свита. Данная свита относится к тирскому горизонту. Распространена в пределах месторождения не повсеместно. Толщина свиты изменяется от 0 метров в северной и восточной частях до 180 метров в южной части. Свита состоит из пестроцветных песчаников, аргиллитов, алевролитов с прослоями доломитов, доломитовых мергелей, доломито-ангидритов и ангидритов. Типичным признаком свиты является пятнистое неравномерное распределение ангидрита по всей мощности.

Катангская свита имеет мощность от 60 до 100 метров относится к нижней части даниловского горизонта. Свита состоит из глинисто-доломитовых пород и красноцветных аргиллитами. В основании залегают алевролиты и песчаники. В западной части ей соответствует тохомская свита мощность от 120 до 190 метров. Тохомская свита состоит из аргиллитов, алевролитов, песчаников, с прослоями красноцветных доломитов, известняков.

Выше залегает собинская свита мощностью от 55 до 115 метров. Свита состоит из доломитов. Над ней залегает тэтэрская свита мощностью от 35 до 50 метров. Эти свиты относятся к средне- и верхнеданиловскому (венд) и юряхскому (венд-кембрий) горизонтам соответственно.

Усольская свита имеет мощность от 330 до 550 метров. Относится свита к одноименному горизонту. Усольская свита представляет собой соленосно-доломитовую толщу.

В целом, блоковые рифейские системы, контролирующие залежи Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения, являются частью гигантского трещинного рифейского мегарезервуара, по сути, контролирующего одно супергигантское скопление углеводородов значительная часть которого не изучена геологоразведочными работами.

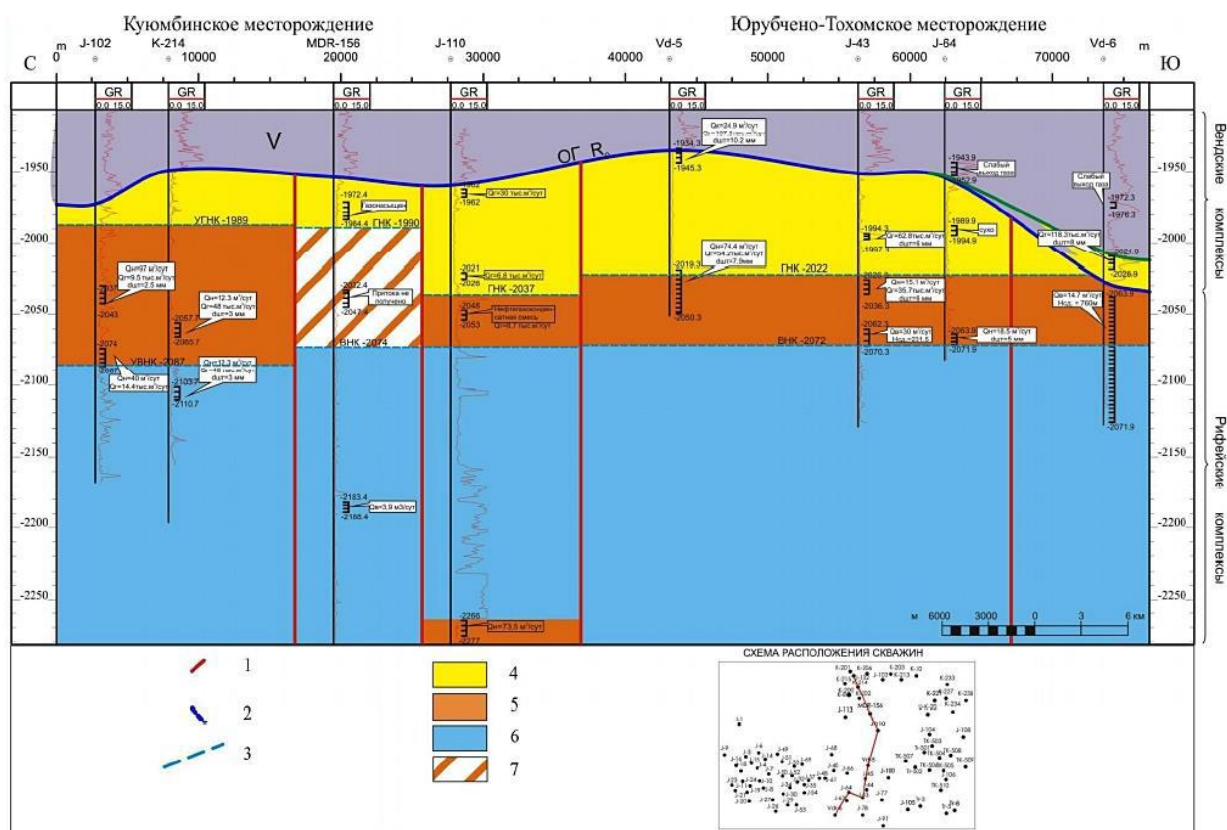


Рисунок 5 - Геологический профиль

Доломиты каверново-трещинного типа, пористость карбонатного коллектора составляет 0,35–2,40%, трещинно-каверновой емкости — до 6,5%. Значение проницаемости по трещинам составляет $0\text{--}5,0 \times 10^{-3}$ кв. микрометров. Флюидоупор являются терригенно-карбонатные породы катангской и галогенно-карбонатные породы уральской свиты.

Мощность нефтегазоносной залежи составляет Куюмбинского месторождения 250 м, пластовое давление — ниже гидростатического, температура в пласте около +30 °С.

Добываемая нефть относится к категории легких, ее плотность составляет до 819 кг/м³. Также нефть малосернистая, содержание серы составляет 0,06–0,64%, малосмолистая, содержание смол составляет 2,41–21,21%, малопарафинистая, содержание парафинов составляет 0,64–3,72%, метановая.

Все Куюмбинские залежи залежи делятся на два блока. Блок 1 включает в себя массивную, тектонически-экранированную залежь. ГНК принят на отметке -2119 м, ВНК на отметке -2264 м.

Залежь блока 2 нефтегазоконденсатная, массивная, тектонически-экранированная. ГНК залежи установлен на отметке -2103 м, ВНК – 2271 м. Высота газовой части составляет 115 метров, высота нефтяной около 170 метров. Высота газовой части залежи 150 метров, высота нефтяной части 145 метров.

Южно-Куюмбинская группа включает в себя 10 залежей, каждая из которых связана с самостоятельными блоками тектоники.

Кроме этого, выделяется Камовская залежь с севера и запада ограничена разломами, с юга – ВНК. Высота газовой части данной залежи небольшая, всего 10 метров, высота нефтяной части составляет 112 метров.

На востоке месторождения выделен Кординский блок, в северо-восточнее этого блока Абракупчинский блок.

Схема расположения залежей Куюмбинского месторождения представлена на рисунке 6, их характеристики – в таблице 1.

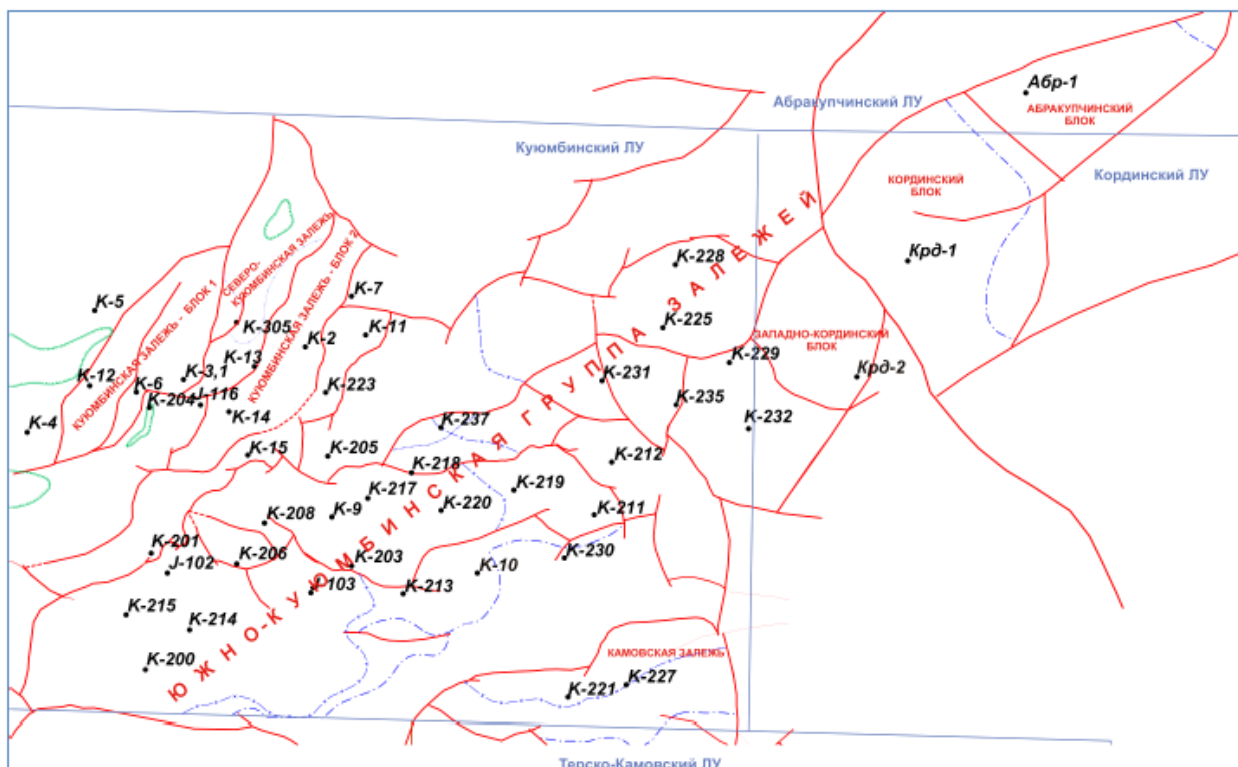


Рисунок 6 - Схема расположения залежей Куюмбинского месторождения

В целом геологическое строение Куюмбинского месторождения можно охарактеризовать как очень сложное.

Особенности геологии месторождения	массивные типы залежей
	значительная толщина продуктивной части пласта
	плохая коррелируемость разрезов скважин
	наличие наклонных тектонических нарушений
	сложные трещинные и трещинно-каверновые коллектора
	АНПД в нефтеносной части залежей

Рисунок 7 - Особенности геологического строения месторождения

Таблица 1 - Характеристика залежей Куломбинского месторождения

Параметр*	Показатели	Пласт P _{21a}		Пласт P _{1-21d}															
		Северо-Кузюбинская залежь	Кузюбинская группа залежей		Южно-Кузюбинская группа залежей										Камовская залежь	Западно-Кординский блок	Кординский блок	Абракупицкий блок	
			Блок 1	Блок 2	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4	Блок 5	Блок 6	Блок 7	Блок 8	Блок 9	Блок 10					
Общая толщина, м	Среднее значение	355.6	649.7	451.4	155.2	128.4	210.2	300.4	116.2	152.2	92.6	149.2	122.9	121.3	198.9	-	95.1	68.4	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.432	0.397	0.578	-	0.032	0.736	1.091	0.089	-	-	0.102	-	-	0.336	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	180.9	364.0	266.9	-	125.5	129.2	70.0	108.9	-	-	138.4	-	-	151.6	-	-	-
		макс	469.0	865.0	636.0	-	131.3	556.4	1028.0	123.5	-	-	159.9	-	-	246.2	-	-	-
Эффективная толщина, м	Среднее значение	96.3	421.8	329.0	84.3	96.3	140.1	226.7	48.9	151.8	12.8	134.6	99.5	106.9	132.7	-	73.3	34.6	
	Коэффициент вариации, д.ед.	0.289	0.340	0.443	-	0.184	0.604	0.991	0.508	-	-	0.149	-	-	0.042	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	76.6	256.2	225.9	-	83.8	70.4	45.0	31.3	-	-	120.4	-	-	128.8	-	-	-
		макс	115.9	505.9	432.1	-	108.8	322.2	715.3	66.4	-	-	148.8	-	-	136.6	-	-	-
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение	76.6	109.6	100.6	42.2	6.8	11.1	28.7	-	-	4.0	-	-	-	5.5	-	-	-	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.128	0.083	-	1.305	0.789	0.466	-	-	-	-	-	-	0.006	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	94.5	94.7	-	0.1	0.1	5.9	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	
		макс	-	122.1	106.5	-	14.9	27.1	39.1	-	-	-	-	-	12.1	-	-	-	
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	107.9	123.8	29.1	47.5	47.5	72.0	21.9	93.2	9.1	23.0	77.1	53.8	85.7	31.7	30.4	17.7	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.324	0.085	-	0.388	0.264	0.341	0.612	-	-	0.111	-	-	0.070	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	71.3	116.3	-	29.6	27.9	39.4	12.4	-	-	21.2	-	-	-	-	-	
		макс	-	141.0	131.2	-	57.2	62.6	102.4	31.3	-	-	24.8	-	-	-	-	-	-
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	204.3	209.3	13.0	33.4	81.0	187.9	54.0	58.6	-	111.6	22.4	54.9	30.1	-	42.9	16.9	
	Коэффициент вариации, д.ед.	-	0.668	-	-	0.919	1.078	1.454	-	-	-	0.157	-	-	-	-	-	-	
	Интервал изменения	мин	-	50.3	-	-	11.7	15.4	43.1	-	-	-	99.2	-	-	-	-	-	
		макс	-	309.9	-	-	55.1	269.1	675.9	-	-	-	124.0	-	-	-	-	-	-

Выводы по главе.

Для Куюмбинского месторождения характерно складчато-блоковое строение и интенсивная дизъюнктивная тектоника отложений рифея.

Коллектора карбонатные, трещинные и трещинно-каверновые. Залежи месторождения массивного типа. Пластовое давление аномально низкое. Коэффициент аномальности рифейских отложений Куюмбинского месторождения составляет 0,79.

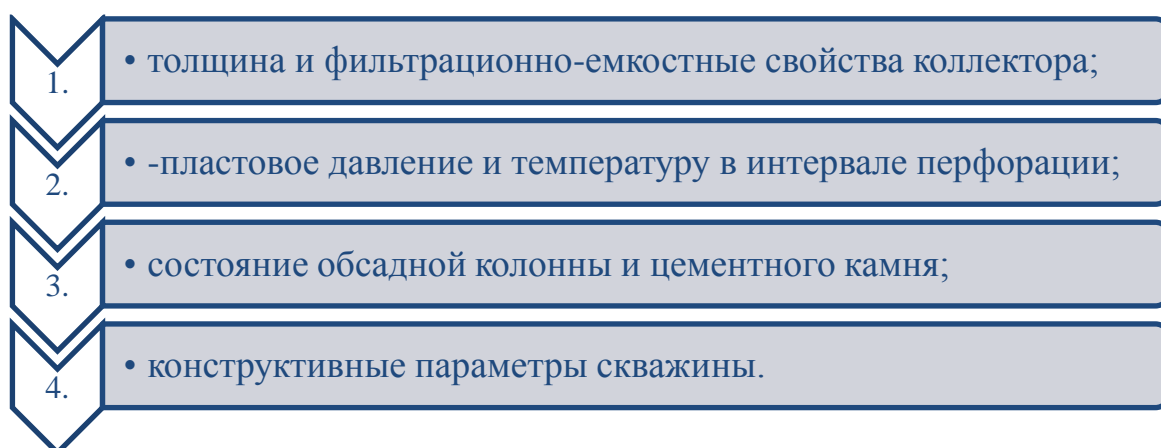
Коллектора данного месторождения характеризуются сильной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств по разрезу. При этом матрица породы, представленная доломитами, очень плотная, имеет невысокие значения пористости и проницаемости, фильтрационные свойства определяются трещиноватостью. Трещины коллектора вертикальные, реже горизонтальный. склонность пород рифея Кумбинского месторождения к растрескиванию связана с наличием в них кремнистого вещества.

2 МЕТОДЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

Вторичное вскрытие – это завершающий этап строительства скважины, от качества которого во многом зависит гидродинамическая связь между пластом и скважиной.

При выборе способа вторичного вскрытия необходимо учитывать геолого-промысловые характеристики залежи, состав и тип коллектора, технические параметры скважины.

Таким образом, учитываю следующие параметры:



Качественная перфорация должна одновременно решать ряд важнейших задач (рисунок).

При вторичном вскрытии необходимо сохранить прочностные характеристики обсадной колонны, целостность цементного кольца выше и ниже интервала перфорации, улучшить ФЕС коллектора, установить качественную гидродинамическую связь между скважиной и пластом.



Рисунок 8 - Основные задачи перфорации

Щелевую и сверлящую перфорацию можно отнести к щадящим методам, так как щелевое отверстие является наиболее оптимальным и в сочетании с отсутствием взрывного импульса, нарушающего целостность цементного камня. При этом данные виды перфорации обеспечивают хорошую гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом.

На рисунке ниже представлены средние длины перфорационных каналов, создаваемые различными видами перфорации.

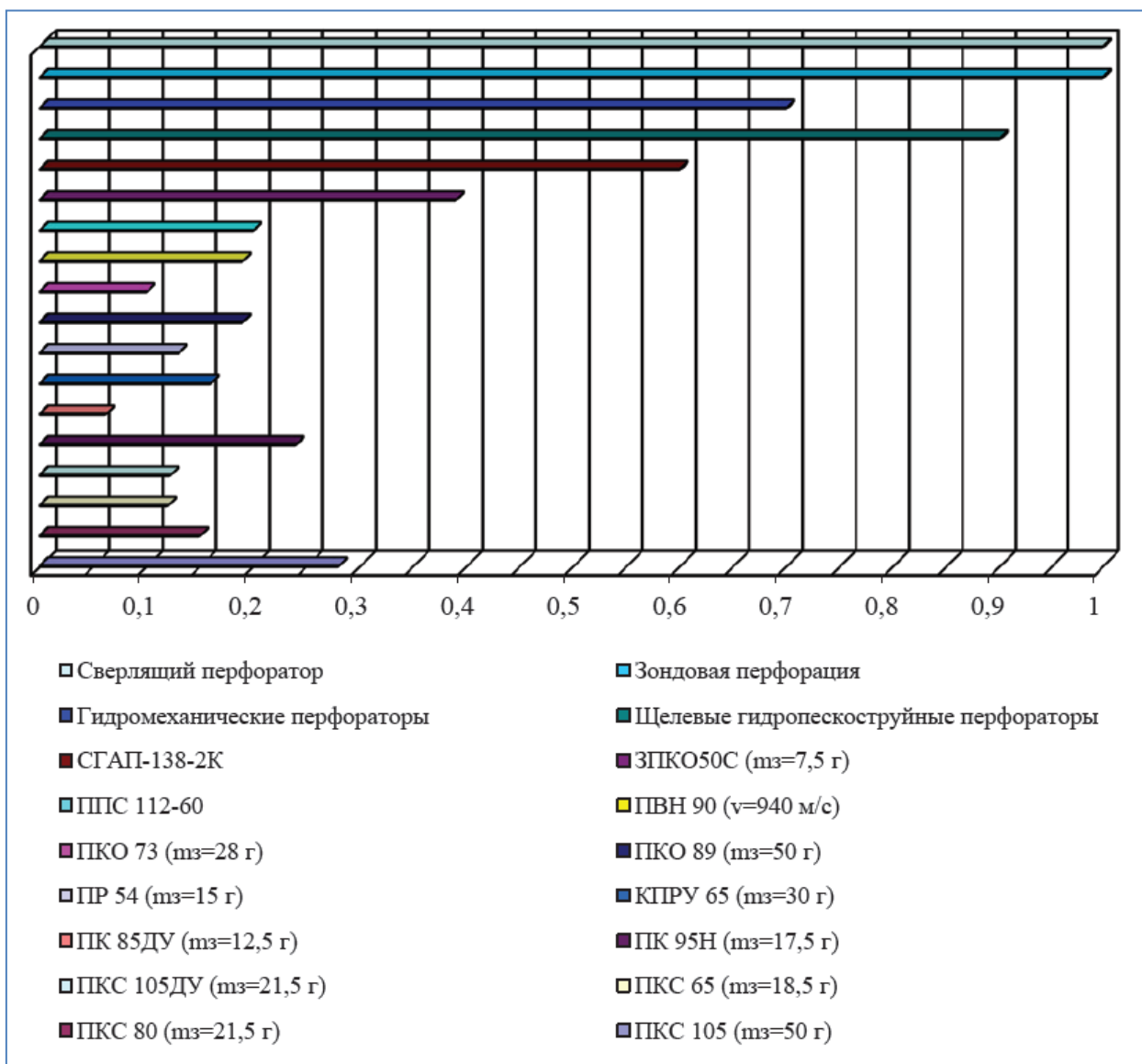


Рисунок 9 - Перфорационные каналы, создаваемые различными перфораторами

В целом все перфораторы можно разделить на четыре группы: прострелочно-взрывные, гидравлические, физико-химического действия, механические. Наибольшее распространение получили перфораторы прострелочно-взрывного типа. В настоящее время более 85% работ при перфорации производят с использованием прострелочно-взрывных

технологий. В основном применяют корпусные и бескорпусные кумулятивные перфораторы типов ПК-105С, ПКТ-102СТ и ПРК-42.



Рисунок 10 - Классификация перфораторов

2.1 Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация применяется более 60 лет, постоянно совершенствуется. Кумулятивные перфораторы делятся на корпусные и бескорпусные. При этом эффективность корпусных перфораторов выше, чем бескорпусных в виду оптимальной фазировки и увеличенной плотности расположения кумулятивных зарядов.

Во время взрыва кумулятивного заряда продукты детонации активной части ВВ заряда передвигаются к оси заряда и собираются в концентрированный и мощный поток.

Рассмотрим несколько вариантов современных кумулятивных перфораторов.

Широко распространены корпусные однократные перфораторы, такие как ПК, ПКО, ПКТ. В перфораторах типа ПКО взрывной патрон прикреплен к лепестку ленты. В перфораторах однократного использования

кумулятивные струи, которые образуются при срабатывании зарядов, пробивают отверстия в стенках корпуса, при этом корпус деформируется в местах расположения зарядов и выходит из строя после уже одного отстрела. В связи с этим, данные перфораторы одноразового действия. Уровень деформации растет с увеличением массы ВВ заряда, плотности заряжания и с понижением толщины стенки, прочности корпуса и гидростатического давления в скважине.

Кумулятивный корпусный перфоратор ПК105СМ спускается в скважину на каротажном кабеле. Перфоратор имеет высокопрочный многоразовый корпус длиной 1 метр.

Ствольные отверстия герметизируются ввертными пробками. В зависимости от задач, в данном перфораторе могут применяться заряды БО или ГП.

Максимальный интервал перфорации за один спуск составляет 2 метра. В зависимости от типа применяемых зарядов, глубина перфоканала может составлять от 271 до 630 мм. Внешний вид перфоратора показан на рисунке.



Рисунок 11 - Перфоратор ПК105СМ

Малогабаритный кумулятивный перфоратор ПРК42С-01 с извлекаемым каркасом. Спускается перфоратор ПРК42С-01 на каротажном кабеле. Состоит из герметичных кумулятивных зарядов, размещенных на стальном каркасе сегментного проката. Перфоратор имеет повышенную проходимость в наклонно-направленных скважинах. Глубина пробития составляет 339 мм.



Рисунок 12 - Малогабаритный кумулятивный перфоратор ПРК42С-01

Несмотря на широкое распространение кумулятивной перфорации, она имеет ряд недостатков.

При проведении кумулятивной перфорации напряжения в породах, соответствующие необратимой деформации, по результатам ряда исследований составляют 28,6 МПа – для песчаников и 18 МПа – для

известняков. Таким образом из-за давления кумулятивной струи стенки перфорированных каналов уплотняются, уменьшается их проницаемость.

Для вскрытия протяженных участков может применяться модульный перфоратор ПМ73СТ или ПМ73СТА. Модульный перфоратор спускается на насосно-компрессорных трубах. С помощью него выполняется вторичное вскрытие пластов в обсаженных скважинах заполненных жидкостью. Может применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Перфоратор состоит из герметичных модулей. Длина каждого модуля составляет 1 метр. Модули соединены между собой свинчиванием.

Иницирующая головка ИГ1 или ИГ2 подсоединяется к верхнему модулю. Модули данных перфораторов имеют скеллопы и снаряжаются зарядами ГП или БО. Внешний вид модульного перфоратора представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 - Модульный кумулятивный перфоратор

При необходимости возможно чередования модулей, снаряженных зарядами ГП и БО. Конструкция данных модульных перфораторов позволяет размещать автономные глубинные регистрирующие приборы и изучать динамику взрыва и гидродинамику пласта. Максимальная длина модульных перфораторов ПМ73СТ и ПМ73СТА составляет 3 метра. Глубина пробития до 558 мм.

Для вторичного вскрытия и одновременной термогазодинамической обработки с целью улучшения гидродинамической связи пласта со скважиной применяются перфораторы-генераторы. Одним из таких перфораторов является ПГМ102СК, разработанный компанией НТФ

Петротех. Спускается данный перфоратор на геофизическом кабеле. Внешний вид перфоратора представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 - Перфоратор-генератор ПГМ102СК

При срабатывании перфоратора-генератора каналы и трещины, которые образуются кумулятивными зарядами, расширяются давлением газогенерирующих зарядов.

В перфораторе применяются модули, снаряженные зарядами ГП или БО.

Таким образом, с помощью данного перфоратора осуществляется вторичное вскрытие и комплексное тепловое и физико-химическое воздействие на ПЗП.



Рисунок 15 - Изменение давления в скважине при проведении перфорации

Экспериментально установлено, что до 15 % всех перфорационных каналов при кумулятивной перфорации оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом. Отсутствие системы центрирования в перфораторе не всегда позволяет образовать качественные отверстия.

Кроме этого, у кумулятивных перфораторов, спускаемых на НКТ существует ограничение по кривизне ствола скважины.

В целом, меньшее нежелательное воздействие на обсадную колонну и затрубное цементное кольцо обеспечивают корпусные кумулятивные перфораторы, в связи с тем, что основная часть энергии взрыва заряда воспринимается корпусом перфоратора.

2.2 Щелевая перфорация

К известным технологиям щелевой перфорации относятся устройства типа ПЩ разработки ОАО Азимут и комплексная пластическая перфорация.

Пластическая перфорация оказывает щадящее воздействие на эксплуатационную колонну и заколонное цементное кольцо. Это связано с тем, что пластическая перфорация не имеет ударного воздействия на эксплуатационную колонну, что позволяет сохранить целостность

заколонного цемента выше и ниже интервала обработки и предотвратить заколонные перетоки.

Для данного вида перфорации применяется комплексный пластический перфоратор.

Представляет из себя прибор цилиндрической формы, оснащенный двумя дисками-фрезами. Данные диски формируют продольные щели в эксплуатационной колонне скважин. Также в приборе установлены две гидромониторные форсунки, расположенные в одной плоскости с дисками-фрезами. Жидкость подается из форсунок, производит размыв горной породы в интервале обработки. Также в перфораторе присутствуют технологические отверстия, позволяющие проводить закачку химических составов в пласт и освоение скважин.

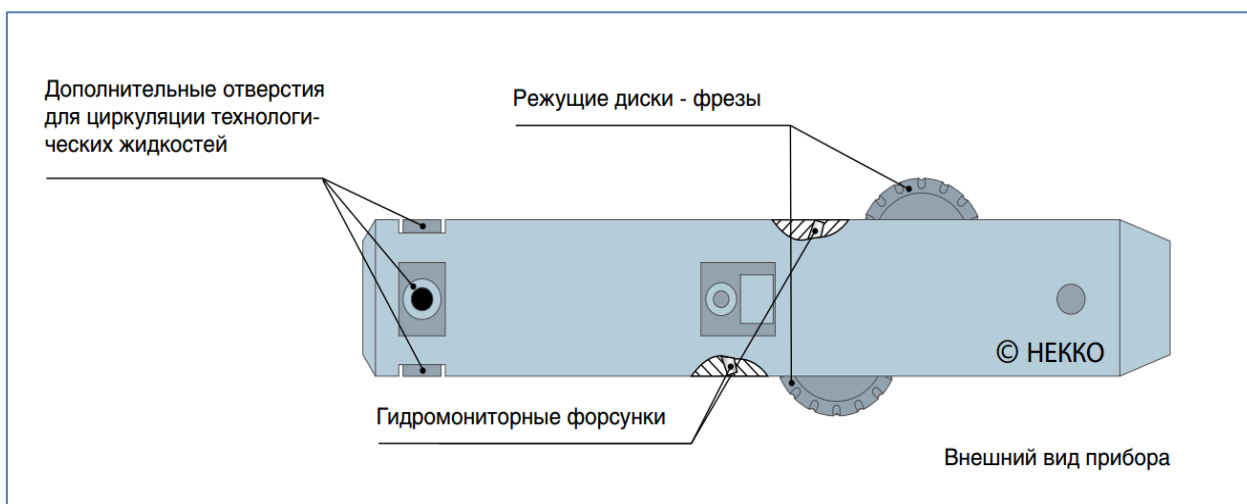


Рисунок 16 - Комплексный пластический перфоратор

Выполнение комплексной пластической перфорации скважин выполняется при помощи бригады капитального ремонта скважин, включая штатное оборудование и насосный агрегат типа ЦА-310.

В планируемый интервал обработки комплексный пластический перфоратор спускается на насосно-компрессорных трубах. Привязка к геологическому разрезу выполняется с помощью геофизических методов.

Затем насосный агрегат на устье скважины создает начальное давление 10 атм. в линии насосно-компрессорных труб. Таким образом перфоратор

приводится в рабочее положение. диски-фрезы прибора прижимаются к эксплуатационной трубе изнутри. При возвратно-поступательном движении лифта НКТ с перфоратором по обрабатываемому интервалу, с постепенным увеличением создаваемого давления в линии НКТ, диски-фрезы продавливают стенки эксплуатационной трубы и выходят за её пределы, формируя продольные диаметрально расположенные щели. В отличие от других схожих технологий при продолжении возвратно-поступательных движений лифта НКТ с перфоратором по обрабатываемому интервалу, особая рабочая боковая поверхность дисков-фрез оказывает физическое воздействие на кромки сформированных щелей осуществляя их фрезерование. Таким образом исключается смыкание щели и, следовательно, достигается высокое качество вскрытия эксплуатационной колонны. Затем гидромониторные струи перфоратора под высоким давлением 150-300 атм размывают цементное кольцо и прилегающую горную породу образуя каверны в призабойной зоне глубиной от 0,5 м. в зависимости от геологических особенностей пласта.

В случае необходимости возможно формирование продольных щелей ориентированно по заданному азимуту. Ориентирование по азимуту осуществляется стандартными геофизическими методами с большой точностью.

В интервалах перфорации скважин могут быть сформированы четыре продольные щели, ориентированные под заданными углами. На рисунке схематично показан технологический процесс выполнения перфорации.

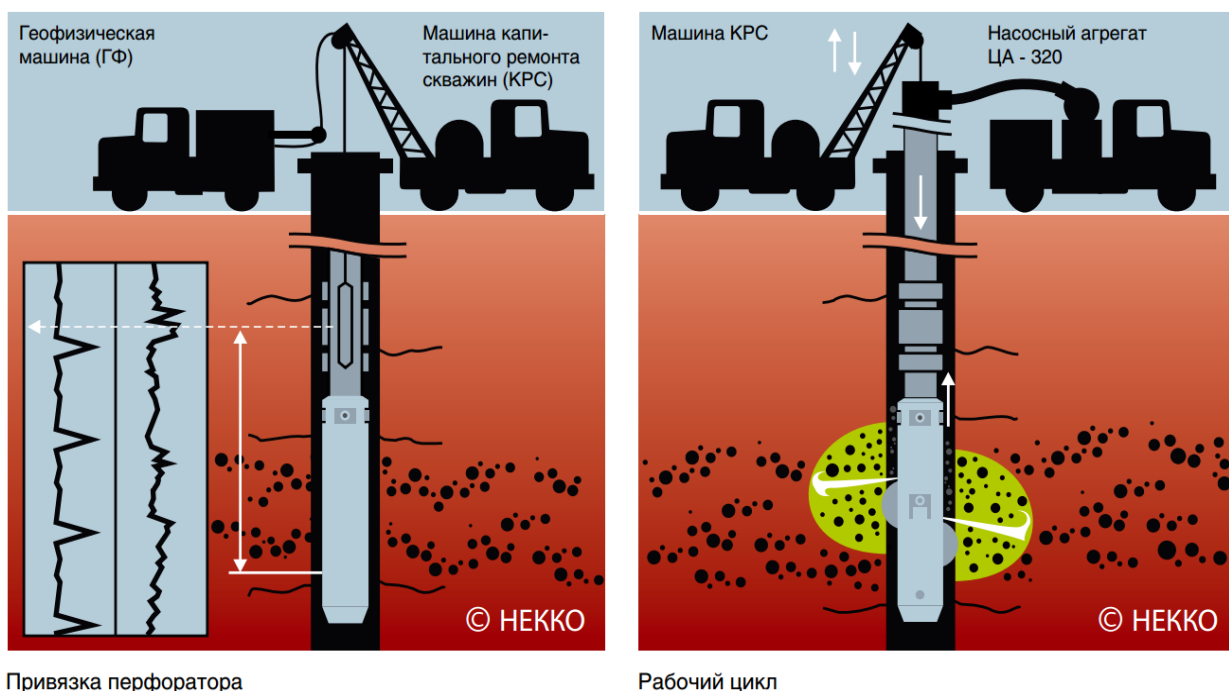


Рисунок 17 - Технологический процесс комплексной пластической перфорации

Гидромониторные струи перфоратора, сквозь сформированные щели в эксплуатационной колонне скважин, под высоким давлением размывают цементное кольцо и прилегающую горную породу, намывая каверны глубиной более 0,5 м, что позволяет существенно улучшить фильтрационные свойства околоствольной части пласта. Гидромониторный размыв позволяет очистить призабойную зону пластов скважин от остатков бурового раствора, цемента, асфальто-парафиновых отложений, прочих загрязнителей, снижая существующий скин-фактор. В качестве жидкости для намыва каверн может использоваться техническая вода, нефть, кислотные составы, ПАВ.

Данный тип перфоратора разработан российским предприятием НЕККО.

Еще одной разработкой является перфоратор, разработанный ОАО Азимут.

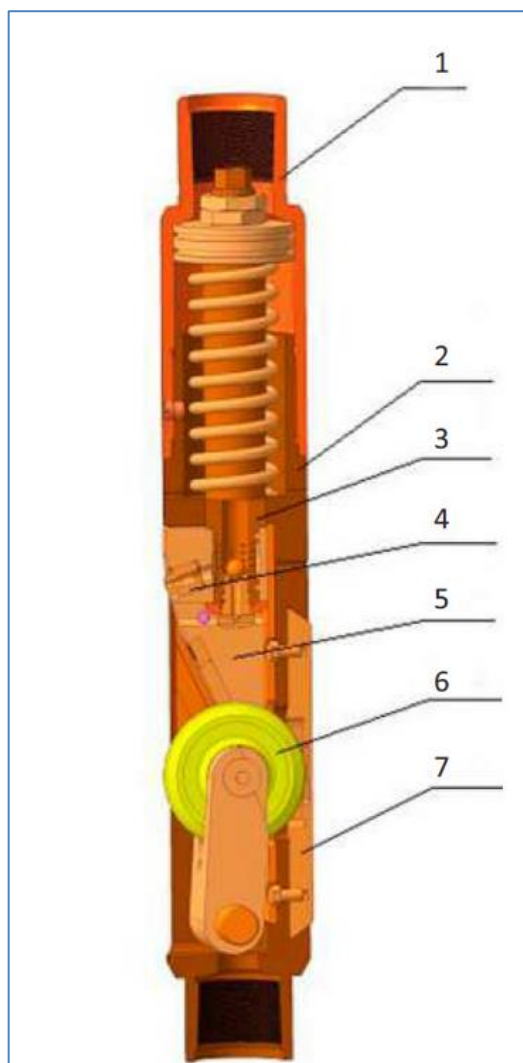


Рисунок 18 - Перфоратор ОАО «Азимут» для щелевой перфорации

В состав перфоратора входит цилиндр 1, соединенный с корпусом 2, поршень толкателя 3, гидромониторная насадка 4, клиновый механизм 5, накатного диска 6, опорный ползун 7.

Перфоратор создает продольные щели длиной 2 – 4 м и шириной 8 – 10 мм. В перфораторе есть возможность провести размыв цементного камня и горной породы через гидромониторную насадку по готовой щели. Глубина такого размыва может достигать 150 – 300 мм.

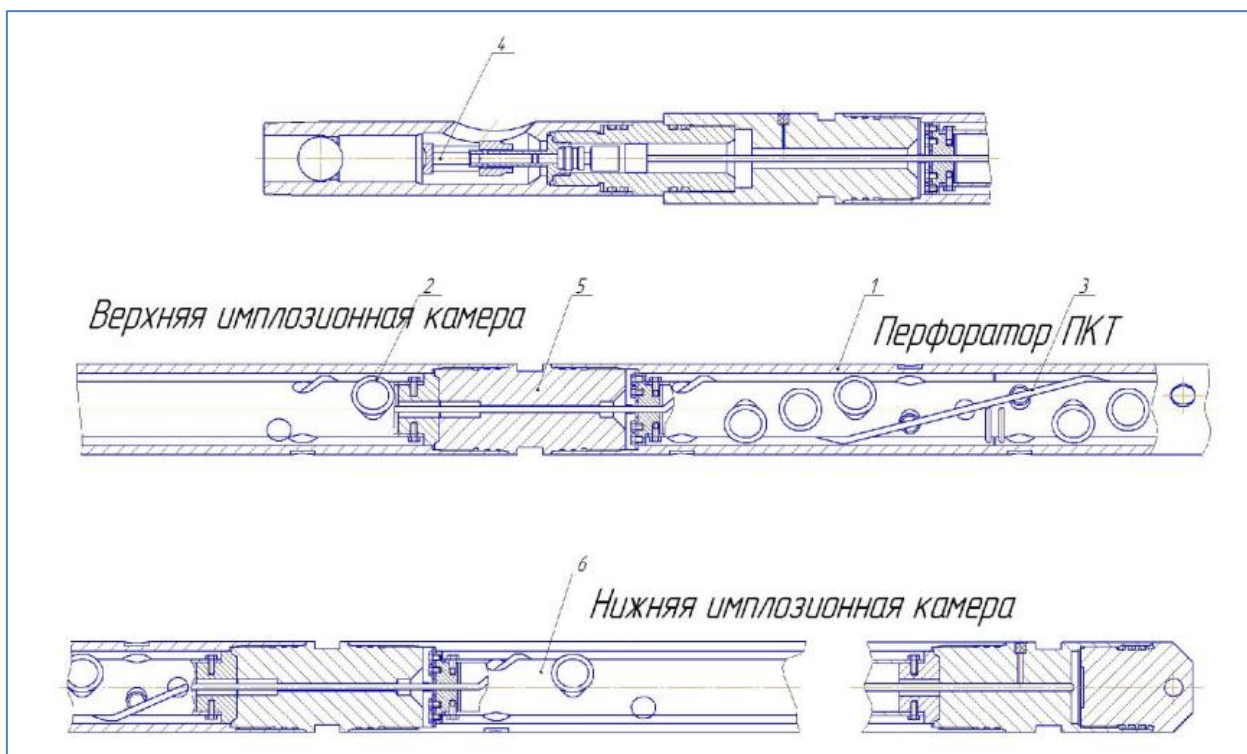
Операция вторичного вскрытия выполняется без резких ударных нагрузок на цементный камень и призабойную зону пласта, что позволяет избежать разрушения цементного камня, возможных перетоков, подтягивания подошвенной воды по трещинам в пласте-коллекторе..

Продолжительность создания щели составляет 20-30 минут. Работы могут производиться при пластовой температуре до 150 °С при максимальном угле кривизны ствола скважины 46 град.

После проведения перфорации существует возможность освоения и эксплуатации скважины через перепускной клапан, находящийся в верхней части перфоратора.

2.3 Технология интеллектуальной перфорации

ООО «БашНИПИнефть» разработана технология интеллектуальной перфорации. В данной технологии кумулятивный перфоратор комплектуется имплозионными камерами. Эти камеры размещены под и над перфоратором (рисунок). Они позволяют гасить часть энергии взрыва и отраженных продольно-поперечных волн. В перфораторе установлены регистрирующие устройства.



- 1 – корпус перфоратора; 2 – заряд; 3 – детонирующий шнур;
3 – головка инициирующая; 5 – переводник; 6 – трубка

Рисунок 19 - Конструкция перфоратора ПКТ-89 с имплозионными камерами

2.4 Технология сверлящей перфорации

Сверлящая перфорация также относится к щадящим методам вторичного вскрытия пласта.

Сверлящая перфорация применяется в терригенных и карбонатных коллекторах в условиях, когда традиционные виды перфорации при неудовлетворительном состоянии цементного камня за обсадной колонной и наличии близко расположенных водоносных пропластков несут риски обводнения добываемой продукции.

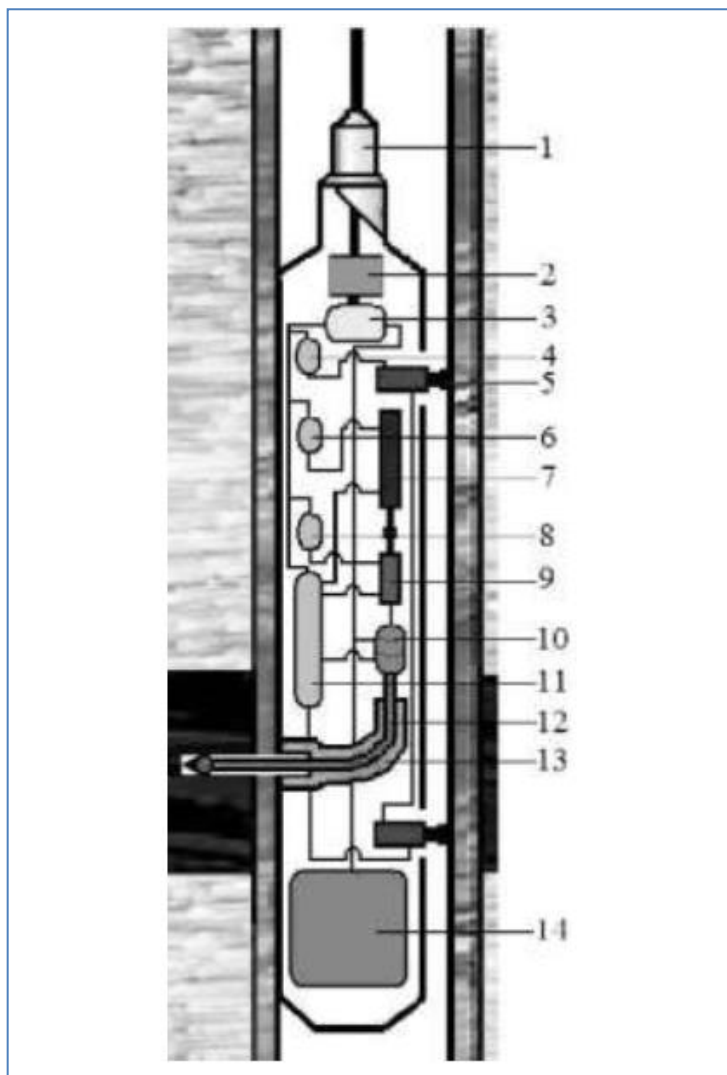
Наиболее распространенным из сверлящих перфораторов является ПС-112. Сверлящий перфоратор ПС-112 производит в стенке скважины каналы диаметром 15 мм и глубиной до 70 мм.

Перфорация щадящая, позволяет минимизировать воздействие на цементный камень, но имеет недостаточную глубину проникновения. Устройство сверлящего перфоратора представлено на рисунке.

Основные технические характеристики сверлящего перфоратора ПС-112 представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Технические характеристики ПС-112

Технические параметры	Значения
Максимальное рабочее давление, МПа	20
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное число сверлений за спуск	20
Потребляемая мощность, кВт	0,4
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
Диаметр	120
Длина	3500



1 - головка; 2 - электродвигатель; 3 - насос; 4 - распределитель управления гидроцилиндрами фиксации; 5 - гидроцилиндры фиксации; 6 - распределитель управления гидроцилиндром подачи бура; 7 - гидроцилиндр подачи бура; 8 - распределитель управления гидроцилиндром перфорации; 9 - гидроцилиндр перфорации; 10 - гидромотор; 11 - бак; 12 - бур на гибком валу; 13 - криволинейная направляющая; 14 - гидроаккумулятор

Рисунок 20 - Сверлящий перфоратор для вторичного вскрытия пластов

К плюсам данной технологии можно отнести быстрые спускоподъёмные операции, возможность проводить вторичное вскрытие как на депрессии, так и на репрессии. Рекомендуется применению данной технологии при вскрытии нефтеносных горизонтов с близко расположенными водоносными пропластками. Широкого распространения сверлящей перфорации не получила, в первую очередь из-за небольшой длины создаваемых в породе каналов.

2.5 Технологии разветвленного вскрытия пласта

Известны технологии разветвленного вторичного вскрытия пласта, выполняемые с помощью вращательного бурения и за счет разрушения горной породы высоконапорной струей жидкости включающей абразивный материал с применением инструментальной компоновки.

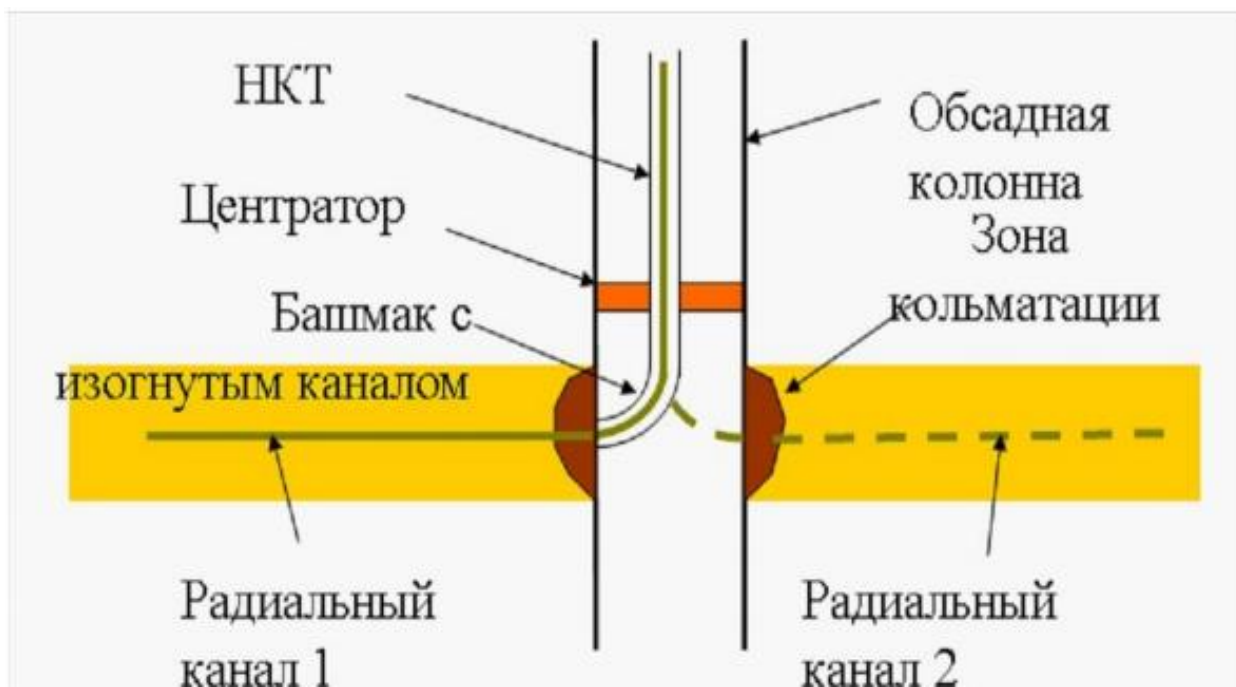


Рисунок 21 - Технология радиального вскрытия пласта

Существенным недостатком данной технологии является непредсказуемость траектории проводки стволов каналов. Возможно попадание за пределы коллектора либо ниже уровня ВНК.

Еще одним недостатком данной технологии является загрязнение призабойной зоны фильтратом технологической жидкости, особенно при вскрытии пластов с АНПД.

Кроме этого, при применении данной технологии для вскрытия карбонатных коллекторов возможно образование каверн, склонных к обрушению.

Таким образом, технология разветвленного вскрытия пласта не пригодна для геологических условий Куюмбинского месторождения, так как в условиях АНПД существует риск кальматации ПЗП фильтратом бурового раствора.

2.6 Кумулятивные перфораторы «Schlumberger»

Отдельного внимания заслуживают перфораторы компании «Schlumberger» корпусные кумулятивные перфораторы различных габаритов представлены на рисунке.



Рисунок 22 - Кумулятивные перфораторы «Schlumberger»

Заряды размещены в герметичной стальной трубке и не контактируют с флюидами скважины. Спуск перфораторов может проводиться на кабеле, проволоке, НКТ или ГНКТ. При необходимости можно объединить

несколько перфораторов в единую перфорационную систему посредством межкорпусных переводников.

Компанией разработаны и применяются различные типоразмеры перфораторов от 51 до 114 мм для возможностей применения в обсадных колоннах любого диаметра.

Во всех перфораторах «Schlumberger» используется спиральная схема расположения зарядов. Такое расположение зарядов обеспечивает наименьшее расстояние по вертикали между ними.

Перфорационная система «PURE» - это одна из последних разработок компании «Schlumberger». Её применение позволяет минимизировать динамический перепад давлений скважины, т.е. перепад давлений непосредственно в процессе образования перфорационного канала, за счет эффекта имплозии.

2.7 Гидромеханическая прокалывающая перфорация

Российским предприятием НПО «Гелион» разработана технология и техническое средство для проведения гидродинамической прокалывающей перфорации. Рабочим органом такого перфоратора является нож, с помощью которого разрезается обсадная колонна и цементное кольцо. Время выполнения прокола в обсадной колонне составляет около 5 секунд. Взрывоопасные вещества в данном виде перфорации отсутствуют. После создания отверстий в обсадной колонне ножами происходит сброс рабочего шара в НКТ, который открывает циркуляционный клапан. Жидкость по циркуляционным окнам поступает в ПЗП, увеличивая отверстия до 0,5 – 1,5 метров.

Рассмотрим результаты применения данной технологии на карбонатном коллекторе Восточной Сибири, усть-кутский горизонт, пласт Б₅. Вторичное вскрытие проведено перфоратором ПГМП-114 в интервале 1727 - 1730,3 метров. Спуск перфоратора выполнен на БН-73. Создано 14

отверстий. Жидкость вскрытия плотностью $1,19 \text{ г/см}^3$, утяжелена баритом. После вскрытия через перфоратор выполнена СКО.

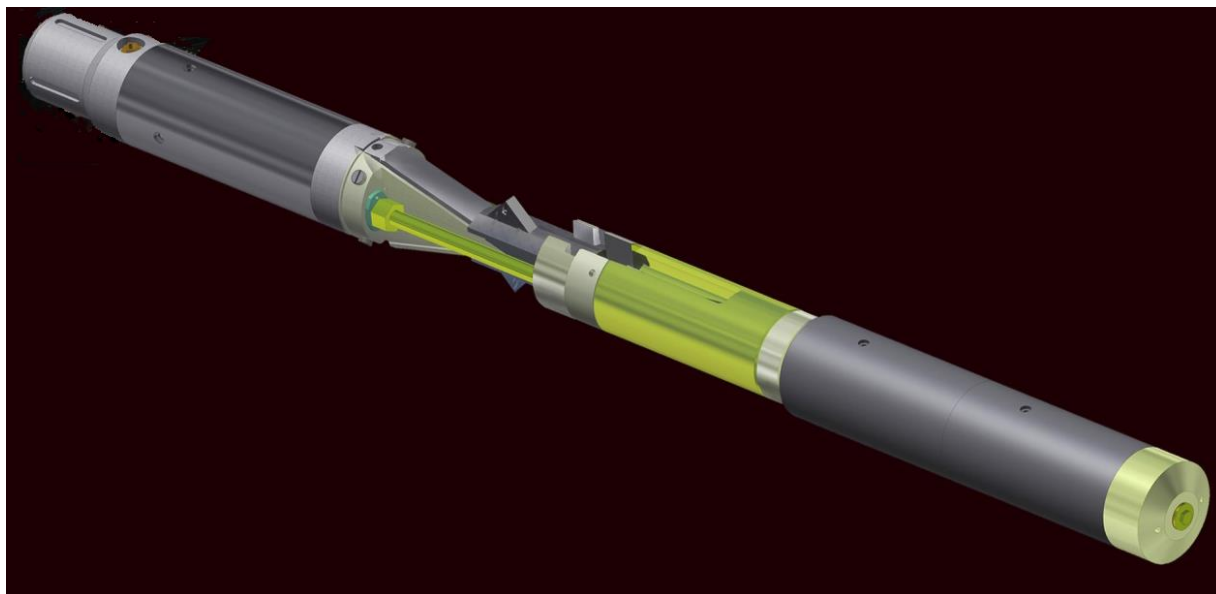


Рисунок 23 - Внешний вид гидромеханического прокалывающего перфоратора ПГМП-114

При освоении скважины после вторичного вскрытия и интенсификации получен приток нефти дебитов $48 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Для определения фильтрационных характеристик ПЗП выполнен комплекс гидродинамических исследований, записана и обработана КВД.

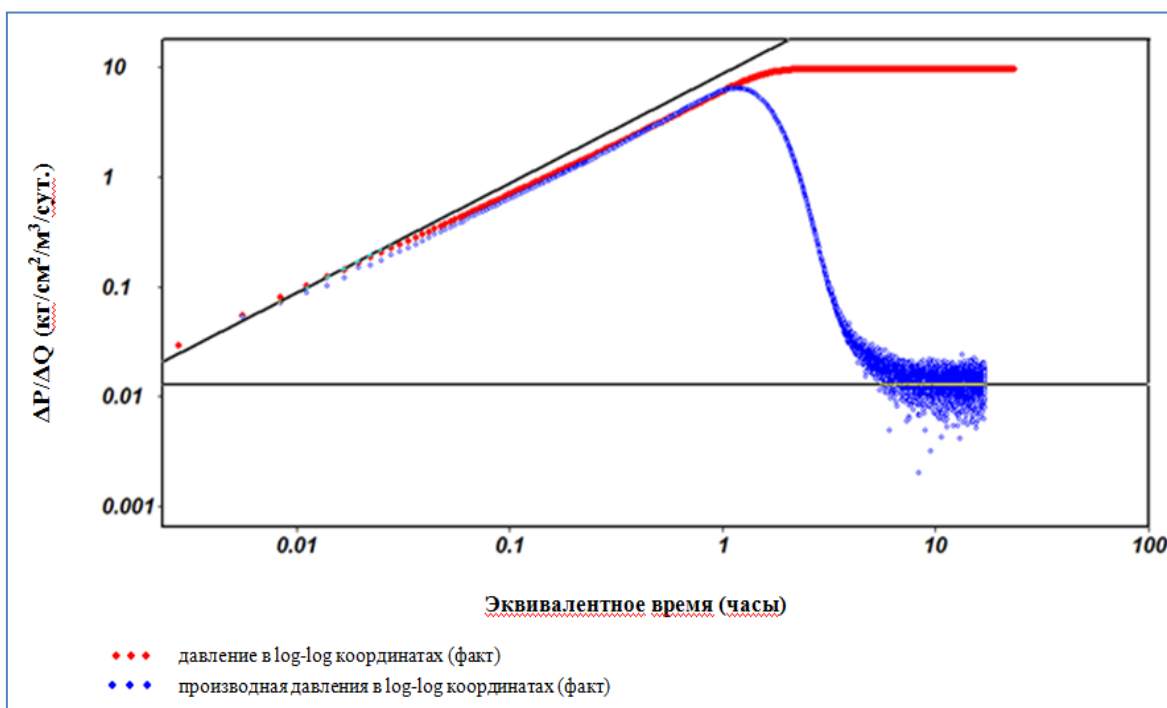


Рисунок 24 - Билогарифмический график КВД

Расчетное пластовое давление составило 160 атм, скин-фактор -1,3, проницаемость пласта 980 мД. Отрицательный скин-фактор свидетельствует об эффективности ОПЗ.

Промышленный дебит нефти и отсутствие в притоке пластовой воды позволяют сделать вывод о качественном вторичном вскрытии коллектора с помощью гидромеханической прокалывающей перфорации.

3 ВЫБОР ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ

При проведении вторичного вскрытия пласта происходит фильтрация жидкости перфорации из скважин в пласт. Этот процесс может значительно ухудшить проницаемость ПЗП в зоне проникновения фильтрата жидкостей. Следовательно, необходимо обеспечить отсутствие поглощений технологической жидкости и, как следствие, негативных изменений коллекторских свойств ПЗП и гидродинамической связи скважины с пластом.

Выбор жидкости перфорации зависит от многих факторов.

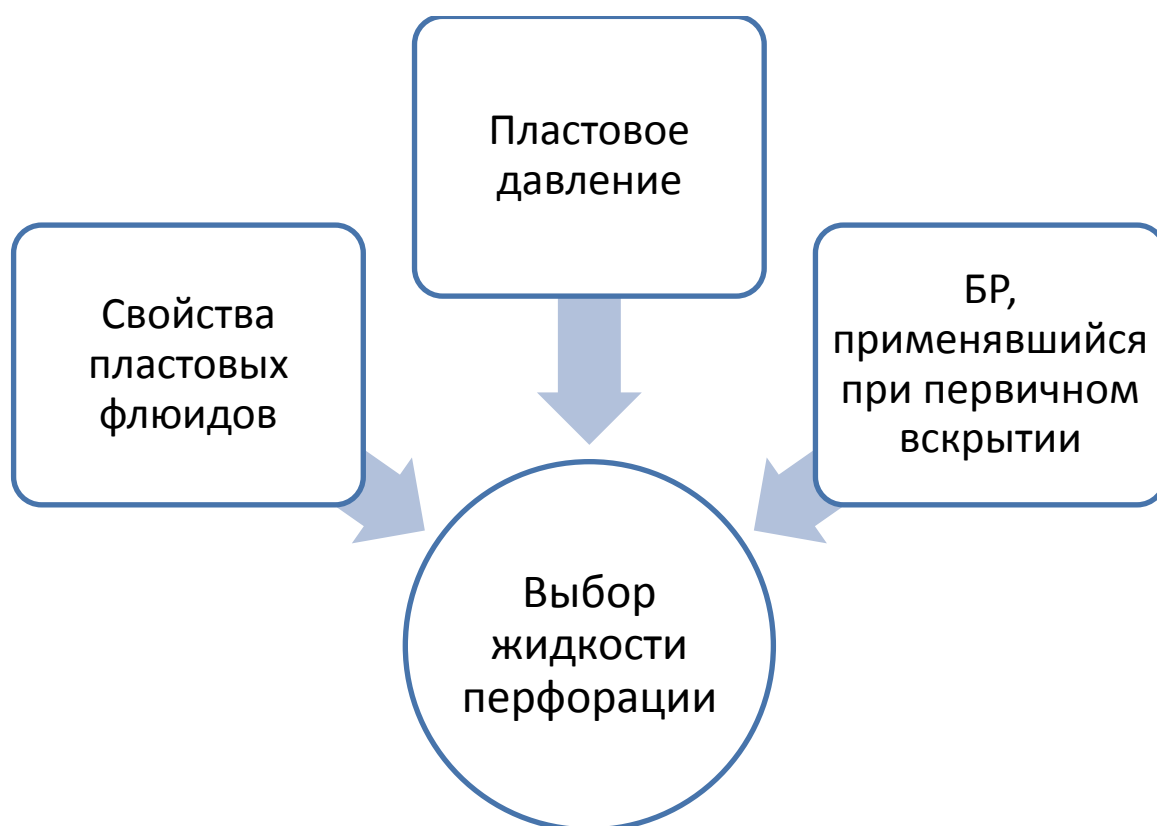


Рисунок 25 - Факторы, влияющие на выбор жидкости перфорации

Рекомендуется применение ПАВ для обработки перфорационной жидкости, это позволит эффективно снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

Применяют перфорационные композиции с ограниченной фильтрацией в пласт. Ограничение фильтрации может происходить за счет образования гелеобразного осадка. Одним из таких составов является смесь жидкости ГКЖ-10 с соляной кислотой. Гелеобразующий перфорационный

раствор имеет следующий состав: ГКЖ-10 + 12,5%-й раствор HCl. Плотность раствора $\rho = 1092 \text{ кг/м}^3$. Наиболее объемный осадок (15-53%) образуется при $\text{pH} = 8-9$. Данная технологическая жидкость не агрессивна по отношению к скважинному оборудованию и цементному камню. Получаемый гелеобразный осадок растворим в щелочи. С целью восстановления закольматированной зоны после проведения вторичного вскрытия пласта необходимо провести обработку щелочным раствором, например 5-15% раствором гидроксида натрия (едкая щёлочь).

Известны рецептуры перфорационных систем на углеводородной основе. В качестве таких жидкостей используют товарную или загущенную нефть, либо товарную или загущенную нефть, обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70%. Использование загущенной нефти позволяет снизить негативное влияние на ПЗП и получать жидкости с плотностью ниже 1 г/см^3 . Но при этом возникает ряд сложностей, связанных с регулированием реологических свойств. Кроме этого, такая жидкость имеет высокую стоимость.

При этом, следует отметить, что применение жидкости перфорации на углеводородной основе целесообразно лишь в случае первичного вскрытия коллектора на РУО. Так как при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора на водной основе и перфорационной жидкости на углеводородной основе в пласте появляется новая зона углеводородного контакта, созданная фильтрациями этих систем. Это может привести к образованию в призабойной зоне вязких водонефтяных эмульсий и уменьшению ФЕС из-за блокирования части каналов. Таким образом, рекомендуется использование при первичном и вторичном вскрытии растворов с аналогичной природой смачивания.

В литературных источниках описаны результаты применения раствора $\text{CaCl}_2 + 0,8\% \text{ ИВВ-1}$ (0,3% ОА, 1% Синол-КАм, 1% МЛ-81Б) для вторичного вскрытия пластов со сниженным пластовым давлением. Данный перфорационный раствор применялся 1 на 2 скважинах Тагринского

месторождения. Результаты применения показали преимущество над раствором на углеводородной основе.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрим результаты вторичного вскрытия и освоение пластов Рифея на Куюмбинском месторождении.

На скважине № Х35 Куюмбинского месторождения проведено вторичное вскрытие интервалов 2728-2740, 2745-2755 м.

Перфорация выполнена зарядами ЗПКО–89 ПП-22, плотность прострела 20 отв/п.м. Это корпусный одноразовый перфоратор, схема устройства перфораторов данного типа представлена на рисунке 26.

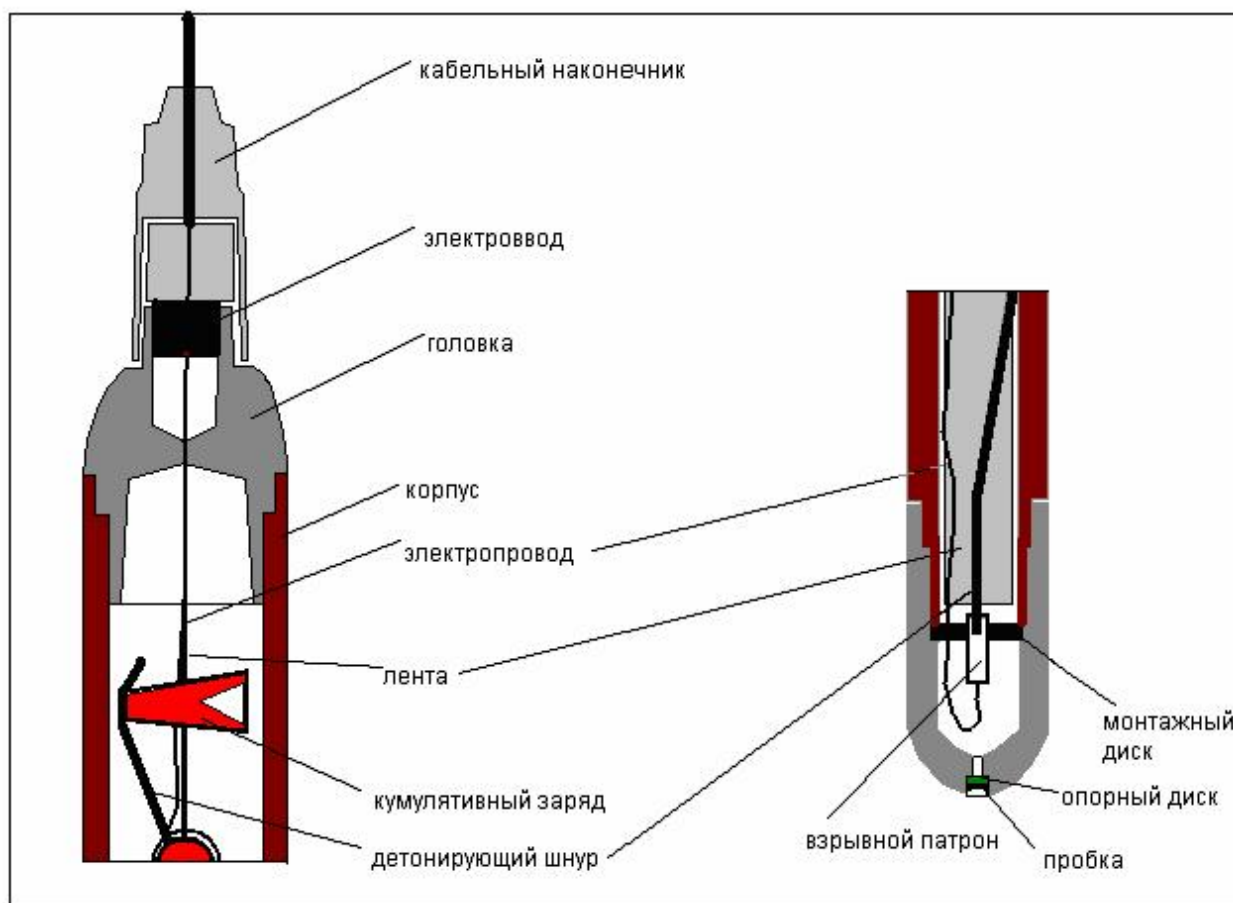


Рисунок 26 - Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования типа ПКО

В данном типе перфораторов образующиеся при срабатывании зарядов кумулятивные струи сначала пробивают отверстия в стенках корпуса,

который при этом деформируется в местах расположения зарядов и выходит из строя после одного отстрела перфоратора.

Пластовая температура в интервале перфорации составляет 30 °С.

Таблица 3 - Конструкция скважины

№ п/п	Наименование колонн	По проекту			Фактические	
		Диаметр колонны, мм	глубина спуска, м	Интервал цементиров. м	Глубина спуска, м	Интервал цементиров. м
1	Направление	324	50	0-50	67	0-67
2	Кондуктор	245	500	0-500	499	0-499
3	Промежуточно – эксплуатационная колонна	178	2400	0-2565	2565,02	2259,45- 2565,02
4	Эксплуатационный хвостовик	127	2250-2750	2250-2750	2104,21- 2840	
5	Забой скважины	2750			2650	

После проведения вторичного вскрытия пласта выполнены освоение и комплекс гидродинамических исследований, позволяющий определить фильтрационные свойства пласта и скин-фактор. Освоение скважины проведено с помощью струйного насоса. Проведена работа на стационарных режимах, записана кривая восстановления давления. На рисунке 27 представлен обзорный график исследования.

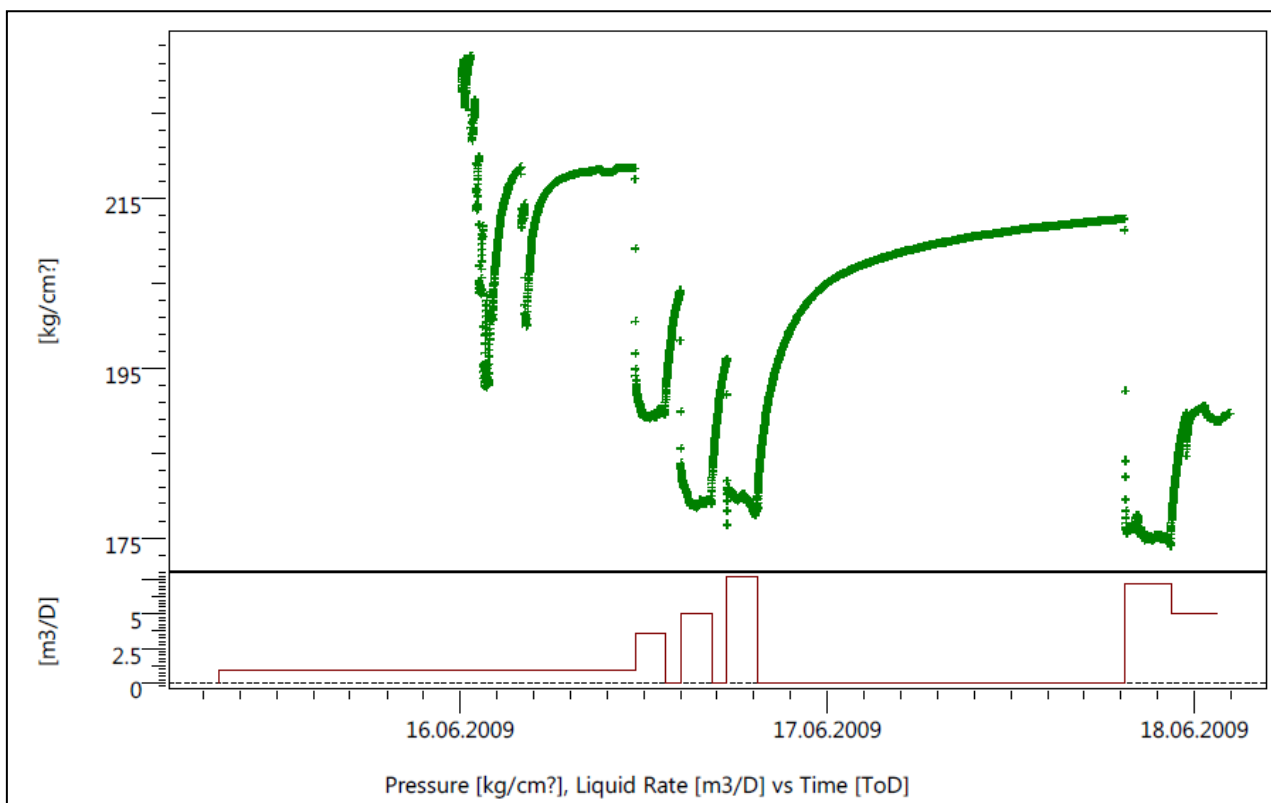


Рисунок 27 - Обзорный график исследования.

Записанная КВД в фазе роста, в работе приводится экстраполированное значение пластового давления. Имеет место аномально низкое пластовое давление (коэффициент аномальности – 0,79).

При анализе билогарифмического графика (рисунок 28) участок радиального режима течения диагностируется достаточно отчётливо, что позволяет адекватно определить ФЕС.

На рисунках 28, 29 представлены графики КВД в полулогарифмических и билогарифмических координатах, с решением.

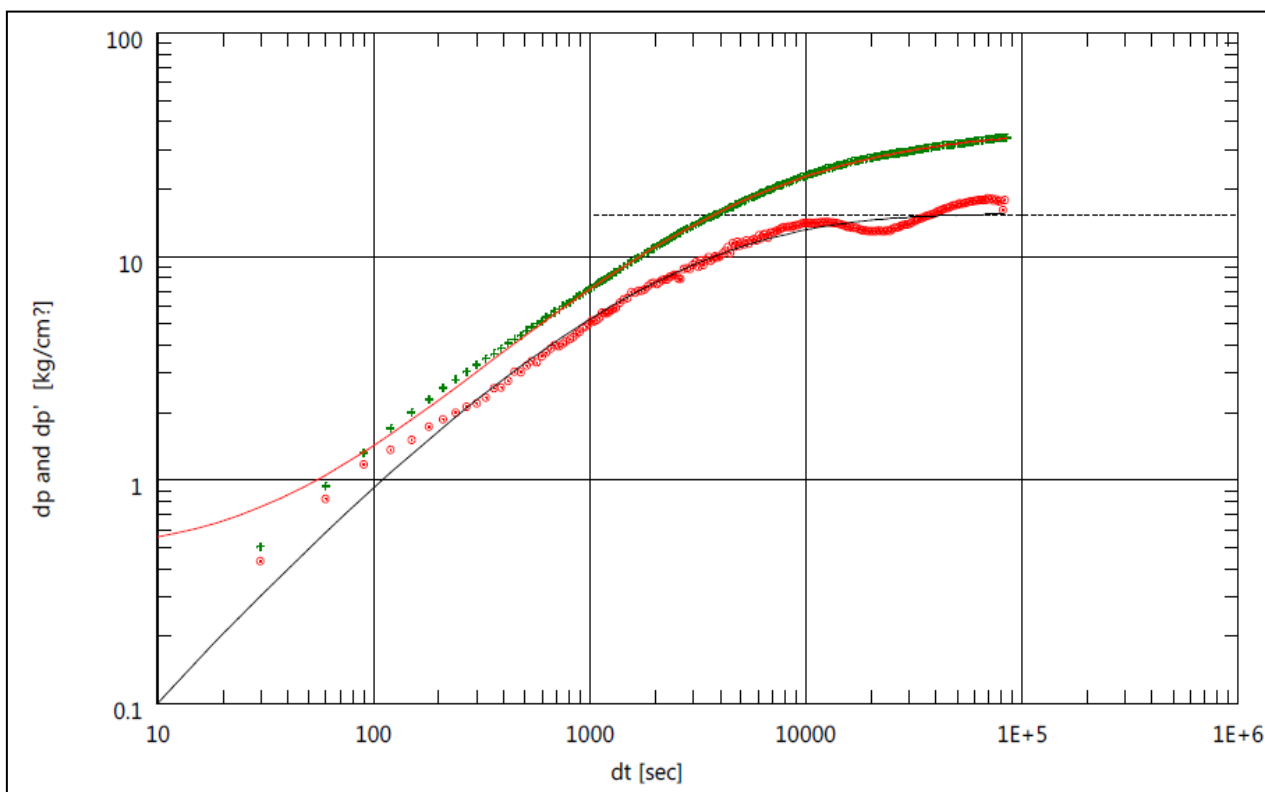


Рисунок 28 - Билогарифмический график КВД с решением.

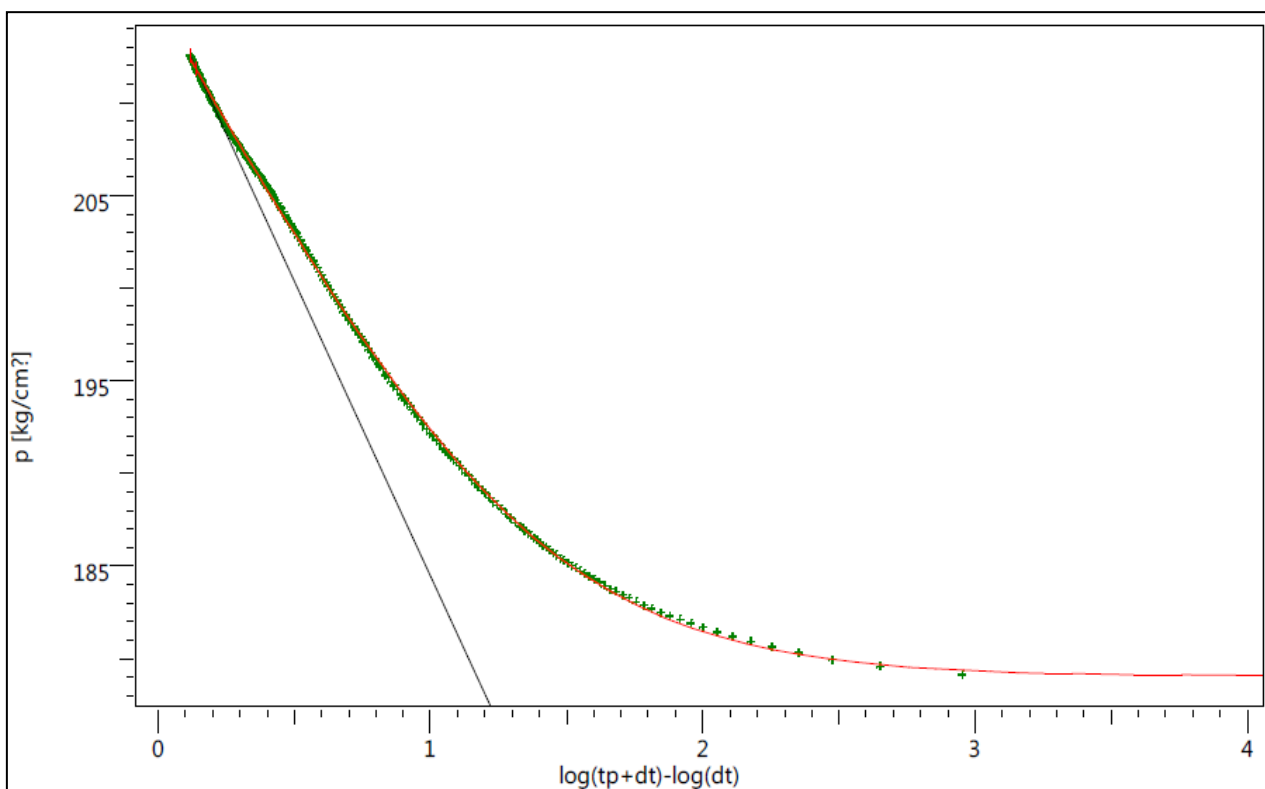


Рисунок 29 - График Хорнера с решением.

Таблица 4 - Работа на стационарных режимах

$P_{\text{агр}}, \text{кгс/см}^2$	$P_{\text{заб. на глубине кровли перфорации}}, \text{кгс/см}^2$	ΔP ($P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$), кгс/см^2	$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{сут}$
140	189	27.3	3.6
160	178	38.3	5.04
180	177	39.3	7.68
180	175	41.3	7.2
160	188	28.3	5

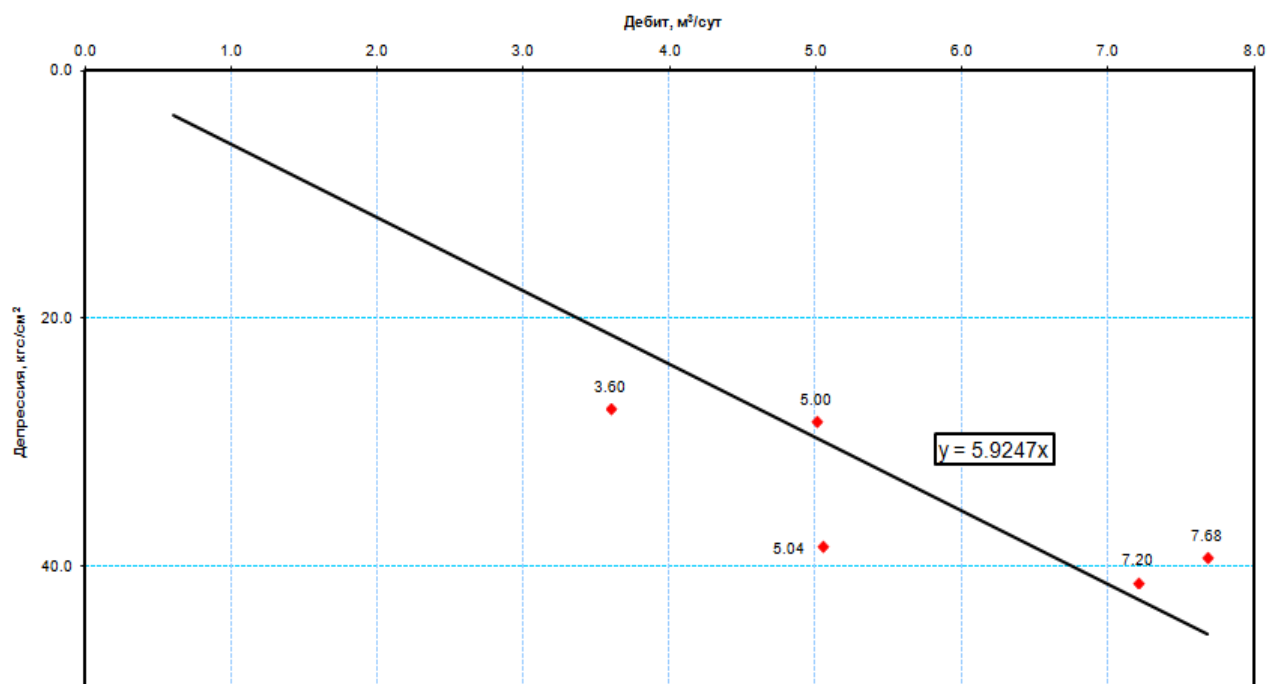


Рисунок 30 - Индикаторная диаграмма.

Таблица 5 - Исходные данные для проведения интерпретации

Параметр	Значение	Единицы измерения
Вязкость жидкости в пл. усл.	4.18	сПз
Сжимаемость системы	$7.75 \cdot 10^{-5}$	$(\text{кг/см}^2)^{-1}$
Объёмный коэф.	1.01	
Мощность пласта (по ИП)	22	м
Пористость	0,1	доли

Модель ВСС – HEGEMAN;

Модель пласта – модель с двойной пористостью, так как пористость коллектора представлена порами и трещинами;

Модель границ – неограниченная.

Таблица 6 - Результаты интерпретации ГДИ

Параметр	Значение	Единицы измерения	Метод получения
Коэффициент ВСС	0.00615		
Проницаемость	1.01	мД	log-log
Скин-фактор	-3.47	-	log-log
Гидропроводность	53.15	Д*см/сПз	По проницаемости
Продуктивность	0.0169	м ³ /сут/кгс/см ²	ИД
Пластовое давление на глубине замера	216.3	кг/см ²	Хорнер
Пластовая температура на глубине замера	31,2	°С	-

В результате работ получен приток нефти с пластовой водой дебитом 7.68 м³/сут при депрессии 69.71 кгс/см². состав притока: нефть – 13.3%, вода – 86.7%.

Рассмотрим результаты вторичного вскрытия скважины № Х31. Перфорацией вскрыты карбонатные отложения Рифея в интервале 2522-2532 метров.

Тип перфоратора использовался тот же, перфоратор ЗПКО-89 ПП22 плотностью 20отв./пог.м. всего 200 отверстий. Перфорация проводилась с привязкой по ГК, ЛМ, контроль интервала перфорации ГК, ЛМ, термометрия выполнена до и после перфорации. После выполнения вторичного вскрытия притока не получено.

Для улучшения проницаемости призабойной зоны пласта проведена установка соляно кислотной ванны с последующей соляно-кислотной обработкой пласта. В пласт задавлено 0,9 м³ раствора 15% соляной кислоты. Обратной промывкой произведен вымыв продуктов реакции кислоты. С целью освоения выполнено свабиrowание, 31 рейс. Уровень снижен до глубины 950 м. (депрессия 24,6%) дополнительный приток 0,13 м³. Произведен спуск манометра, прослеживание давления на глубине 2526,5 м в течение 12 часов. Давление начальное 161,35атм., температура +29,2°С, давление конечное 162,31атм., температура +29,3°С, объём притока составил 0,17 м³, дебит 0,35 м³/сут. при забойном средне динамическом давлении

(СДД) 161,89 атм. Приток представлен слабоминерализованным раствором (промывочная жидкость) плотностью $1,05 \text{ г/см}^3$ с тонкой плёнкой нефти.

Для улучшения проницаемости удаленной зоны пласта произведена соляно кислотная обработка. В пласт задавлено 5 м^3 раствора 15% соляной кислоты.

С целью освоения скважины проведено свабиrowание. Выполнено 30 рейсов, поднято $20,3 \text{ м}^3$ СМР с продуктами реакции нейтрализации кислоты плотностью $1,046\text{--}1,115 \text{ г/см}^3$ с тонкой плёнкой нефти. Уровень снижен до 1015 м. (депрессия 25,9%) дополнительный приток $1,21 \text{ м}^3$. Проведен спуск манометра, прослеживание давления на глубине 2526,5 м в течение 12 часов 40 минут. Давление начальное 134,76 атм, давление конечное 143,09 атм., температура $+29,3^\circ\text{C}$. Получен совместный приток продуктов реакции кислоты плотностью $1,13 \text{ г/см}^3$ и нефти плотностью $0,83 \text{ г/см}^3$ с общим дебитом $2,94 \text{ м}^3/\text{сут}$ (в том числе дебит нефти $2,03 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Таким образом, при вторичном вскрытии, интенсификации и освоении объекта получен незначительный приток нефти с водой. Поступление пластовой воды в продукцию скважины обусловлено наличием вертикальных и наклонных трещин, характерных для карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения.

Рассмотрим результаты вторичного вскрытия и освоения скважины № Х28. Интервал перфорации 2544 – 2554 метров. Коллектор представлен карбонатными породами рифея.

Таблица 7 - Конструкция скважины №Х28

№	Наименование колонн	По проекту			Фактические	
		Диаметр колонны, мм	глубина спуска, м	Интервал цементиров. м	Глубина спуска, м	Интервал цементиров. м
1	Направление	324	50	0-50	54	0-54
2	Кондуктор	245	500	0-500	500	0-500
3	Промежуточно – эксплуатационная колонна	178	2400	0-2400	2390	280-2390
4	Эксплуатационный хвостовик	127	2250-2800	2250-2800	2670	2230,72-2670
5	Забой скважины	2800			2580/2670	

Перфорация проведена зарядами ЗПКО–89 ПП-22, плотность прострела 20 отв/п.м. После проведения вторичного вскрытия выполнено освоение и гидродинамические исследования скважины с целью вызова притока и определения фильтрационных характеристик пласта. Гидродинамические исследования выполнены на стационарных и нестационарных режимах фильтрации. В результате работ получен приток нефти с пластовой водой дебитом $1.15 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 75.9 кгс/см^2 . состав притока: нефть – 52.3%, вода 47.7%.

По результатам ГДИ на стационарных режимах фильтрации построена индикаторная диаграмма. По результатам исследования на нестационарном режиме определены фильтрационные характеристики пласта. Гидропроводность пласта составила $0,02 \text{ Дсм/сПз}$, проницаемость удаленной зоны пласта $0,0006 \text{ мД}$. Интерпретация результатов МУО и КВД однозначно свидетельствуют о наличии во вскрытом перфорацией горизонте двойной пористой среды.

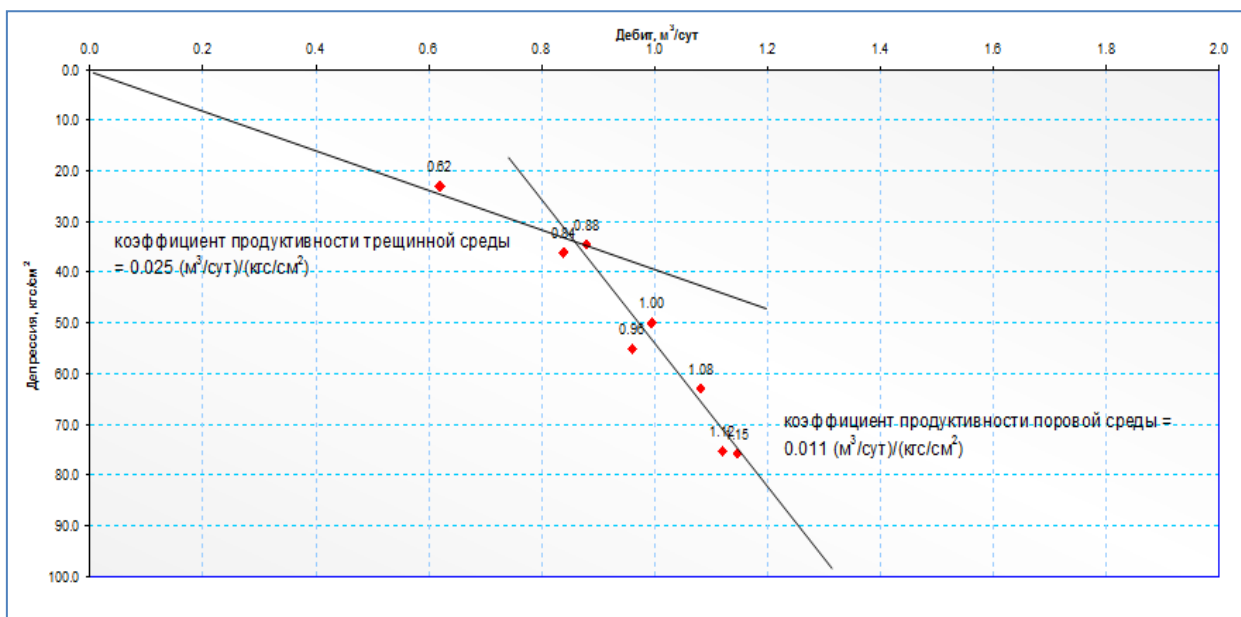


Рисунок 31 - Индикаторная диаграмма

Для всех изученных скважин рассчитан скин-фактор. Результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Скин –фактор, определенный по результатам ГДИ, Куюмбинское месторождение, рифей

№ скв	Интервал, м	ΔP	S
1	2728-2740, 2745-2755	70,8	-2,8
2	2745-2755	70,3	-3,7
3	2540-2546	36,0	-4,3
4	2522-2532	86,8	-3,6
5	2544-2554	75,5	-3,7

Отрицательные значения скин-фактора свидетельствуют о повышенной проницаемости ПЗП по сравнению с общей проницаемостью пласта.

Расчетное пластовое давление, определенное по КВД составило 201 Па, что свидетельствует о наличии АНПД с коэффициентом аномальности 0,79.

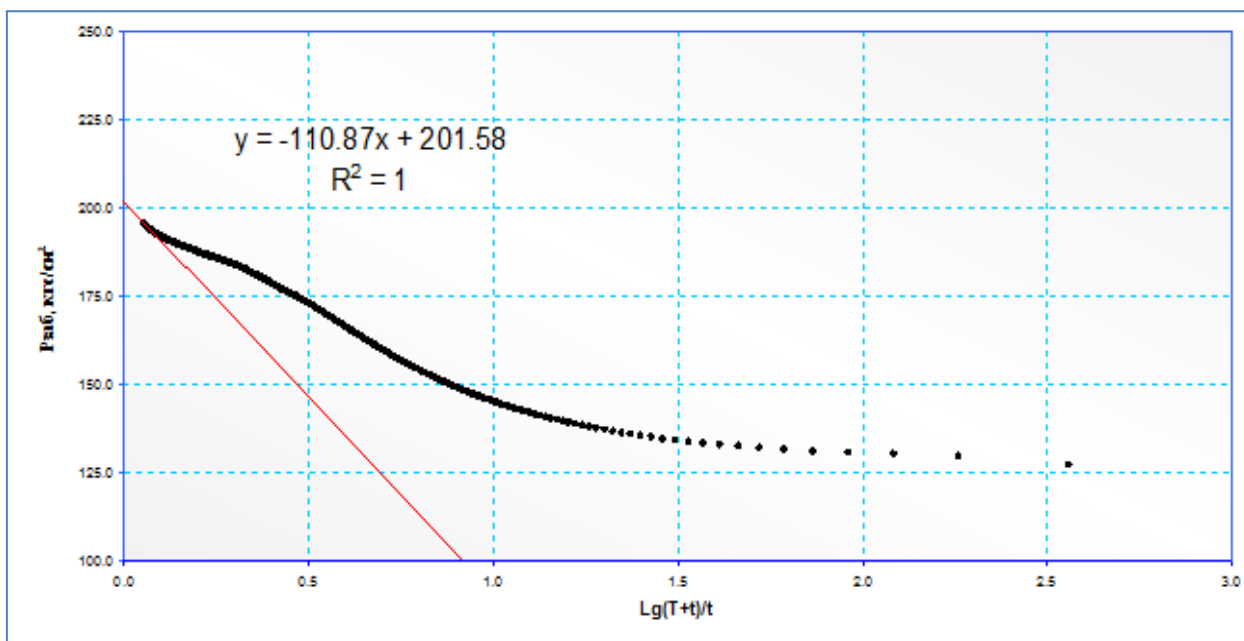


Рисунок 32 - определение расчетного пластового давления по КВД

Выводы по главе

Таким образом, видно, что при вскрытии нефтяной части пласта получен приток нефти с водой, что может быть следствие создания при перфорации трещин, гидродинамически связывающих нефтенасыщенную и водонасыщенную части пласта.

Таким образом, рекомендуется подбор щадящей перфорации, позволяющих создать связь между скважиной и пластом, но предотвращающих подтягивание подошвенной воды.

Данные типы перфорации рассмотрены во второй главе работы, одной из таких технологий является пластическая перфорация Екатеринбургской фирмы НЕККО. Рекомендуется использование данной технологии с целью предотвращения поступления пластовой воды по системе трещин коллектора, сохранения цементного кольца и, тем самым, предотвращения заколонных перетоков и глубокого проникновения перфорационных каналов пласт для создания надежной гидродинамической связи скважины с коллектором.

При освоении коллекторов Куюмбиского месторождения после вторичного вскрытия эффективность показали кислотные обработки. При

этом, рекомендуется использование составов на основе соляной кислоты или различных органических кислот. При использовании соляной кислоты с целью замедления скорости реакции и более глубокого проникновения кислоты в пласт рекомендуется использование ПАВ «Нефтенол К».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вторичное вскрытие – важнейший этап строительства скважины, основная задача которого состоит в создании гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластов, без отрицательного воздействия на фильтрационные свойства коллектора в прискважинной зоне и цементное кольцо.

Коллектора Куюмбинского месторождения отличаются наличием зон аномальной трещиноватости, АНПД, карбонатным составом. Коэффициент аномальности по результатам ГДИ составляет 0,79. Для коллекторов месторождения характерна резкая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств по разрезу. Сама матрица породы, представленная доломитами, очень плотная, с низким значением пористости и почти непроницаемая, фильтрационные свойства определяются трещиноватостью. Трещины вертикальные. Коллектор характеризуется наличием зон поглощения. Такой коллектор кольматируется при первичном вскрытии и креплении скважины фильтратом технологических жидкостей.

Для вторичного вскрытия карбонатных отложений рифея на Куюмбинском месторождении применяется кумулятивная перфорация при помощи перфоратора ЗПКО–89. В работе рассмотрены полученные результаты.

Приведенные результаты вторичного вскрытия с последующим освоением и исследованием показали, что продукция скважин обводнена, дебиты незначительные, что свидетельствует о необходимости применения технологий вторичного вскрытия с более щадящим воздействием на породу и цементное кольцо, но обладающей достаточной глубиной проникновения в пласт. Это необходимо для предотвращения проникновения пластовой воды в нефтенасыщенную зону по системе вертикальных трещин и обеспечения хорошей проницаемости призабойной зоны пласта.

Одной из таких технологий является технология пластической перфорации. Технология разработана в РФ и успешно опробована на ряде

месторождения, в том числе на месторождениях с карбонатными коллекторами. Рекомендуется ее использование для вторичного вскрытия карбонатных коллекторов Куюмбинского месторождения.

Рассмотренный опыт применения гидромеханической прокалывающей перфорации на карбонатном коллекторе пласта В5 также позволяет рекомендовать данную технологию для вторичного вскрытия на Куюмбинском месторождении.

При освоении скважин Куюмбинского месторождения после проведения вторичного вскрытия рекомендуется проводить ОПЗ, в том числе кислотными составами, с целью очистки призабойной зоны от кольматирующих частиц. При этом освоение проводить с созданием небольших депрессий на пласт, для предотвращения образования воронки депрессии и подтягивания пластовой воды.

Для уменьшения отрицательных эффектов от действия водной среды при перфорации целесообразно в качестве модифицирующей добавки также вводить реагенты, повышающие ингибирующие, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Аксенова Н.А. Технология и технические средства для вскрытия продуктивных пластов : Учеб. Пособие для вузов / Н.А. Аксенова, А.Е. Анашкина, В.А. Федоровская. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 176 с. — Текст : непосредственный.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. —288 с. — Текст : непосредственный.
3. Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции / СОСТ.: Ш.Г. Шаисламов, С.Б. Миндияров. - Уфа : Информреклама, 2010. - 228 С., ил. — Текст : непосредственный.
4. Мельников Н.В. Стратиграфические схемы вендских и кембрийских отложений юга Сибирской платформы. - 2001 г. — Текст : непосредственный.
5. Конторович А.Э. Материалы по расчленению рифейских отложений / А.Э. Конторович, А.А. Конторович, А.В. Хоменко. - 2002 г. — Текст : непосредственный.
6. Славкин В.С. Геологическая модель рифейского резервуара Куюмбинского месторождения / В.С. Славкин, В.Е. Зиньковский, Н.Е. Соколова, Е.А. Давыдова. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. - 1999 - №11, 12.
7. Гайворонский И.Н. О выборе стратегии заканчивания нефтегазовых скважин / И.Н. Гайворонский, А.А. Меркулов, А.В. Шумилов [и др.]. — Текст : непосредственный. // Нефтяное хозяйство. - 2015. № 11. С. 105 – 108

8. Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и гидроразрыва пласта. – Текст : непосредственный. // Нефтяное хозяйство. Ч 1. 2007. № 9. С. 127 – 129. Ч. 2. Нефтяное хозяйство. - 2008. № 1. С. 86 – 88
9. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015). – Текст : непосредственный.
10. Калинин О.А., Лягов А.В., Шамов Н.А. Оборудование и технология для глубокой перфорации скважин. URL: <http://www.topneftegaz.ru/science/view/273>. – Текст : электронный.
11. Замахаев В.С. К вопросу о геофизическом сопровождении прострелочных работ в скважинах. – Текст : непосредственный. // Каротажник. - 2000. Вып. 74. С. 54 – 61.
12. ОАО «Азимут». Сверлящие перфораторы – безопасные технологии вторичного вскрытия пластов. URL: <http://www.azimut-spe.ru/technology/perfor.htm>. – Текст : электронный.
13. Булатов А.И. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с. – Текст : непосредственный.
14. Аксенова, Н.А. Технология и технические средства для вскрытия продуктивных пластов : Учеб. пособие для вузов / А.Е. Анашкина, В.А. Федоровская. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 176 с. – Текст : непосредственный.
15. Шамов Н.А. Технология и технические средства улучшения гидродинамической связи скважины с пластом / Н.А. Шамов, А.В. Лягов, Э.Я. Зинатуллина, Е.Г. Асеев, А.В. Бубелов. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. - 2006. Том 4. № 1. С. 47 – 57.
16. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. - М.: Альянс, 2005. 510 с. – Текст : непосредственный.

17. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т. / Под ред. В.П. Овчинникова. - Тюмень: ТИУ, 2017. ISBN 978-5-9961-1328-6. – Текст : непосредственный.

18. Шепель К.Ю. Способ и модель вторичного вскрытия пласта перфорацией / К.Ю. Шепель, В.И. Исаев, Л.И. Сафарханова. – Текст : непосредственный // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – №3. – С. 51–55.

19. Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - 2009. №3. С. 6 – 10.

20. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. / К.И. Багринцева, А.Н. Дмитриевский, Р.А. Бочко / Под редакцией К.И. Багринцевой. – М., 2003. –264 с. – Текст : непосредственный.

21. Шипилов А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов / А.И. Шипилов, Е.В. Крутихин, Н.В. Кудреватых, А.И. Миков. – Текст : непосредственный // Нефтяное Хозяйство. - 2011. № 10. С.1-5.

22. Джафарпур Х., Оптимизация кислотной обработки матрицы нефтенасыщенного карбонатного коллектора / Х. Джафарпур, Д. Г. Петраков, М.С. Орлов. – Текст : непосредственный // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» №.5. - 2017г. С.46-51.

23. Конторович А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтенакопления – важный объект концентрации региональных поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.А. Конторович, А.Э. Конторович, В.А. Кринин [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1988. – № 2. – С. 45-55.

24. Постникова О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2009 – №6. – С. 7-10

25. Хайдар А.М. Испытание технологии глубокопроникающей сверлящей перфорации на месторождениях ОАО «НК Роснефть» / А.М. Хайдар, Г.А. Борисов, С.А. Пальчик, А.В. Шабловский, Р.М. Набиуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство, №6. – 2011. – С.52-56.

26. Ланский Д.И. Преимущества гидромеханической щелевой перфорации при вторичном вскрытии пласта. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть №7. – 2012. – С. 40-43.

27. Петров Н.А. Концепция повышения качества заканчивания и капитального ремонта нефтегазовых скважин / Н.А. Петров, Л.А. Алексеев. – Текст : непосредственный // Управление качеством в нефтегазовом комплексе : науч.-техн. журн. РГУ им. И.М.Губкина. - М.: Изд-во «Нефть и газ», 2007. №4. С. 10-17.

28. Хайдар А.М. Испытание технологии глубокопроникающей сверлящей перфорации на месторождениях ОАО «НК Роснефть» / А.М. Хайдар, Г.А. Борисов, С.А. Пальчик, А.В. Шабловский, Р.М. Набиуллин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство, №6. – 2011. – С.52-56.

29. Бердников Д.А. Технология вторичного вскрытия пласта с формированием протяженных фильтрационных каналов в прискважинной зоне продуктивного интервала. / Д.А. Бердников, И.В. Львова, Л.М. Миронова, Н.И. Рылов, Л.Б. Хузина. №2. - 2012. – С. 90-93. – Текст : непосредственный.

30. Рахманов Р.М. Техника и технология разветвленного струйного вскрытия пласта / Р.М. Рахманов, Ю.Р. Стерлядев, Ф.З. Исмагилов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. №7. - 2007. – С.75-77

31. Шамов Н.А. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов / Н.А. Шамов, А.В. Лягов, Д.В. Пантелеев, А.В.

Васильев, М.А. Лягова. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. No2. - 2012. –С.131-176.

32. Нифантов В.И. Разработка и совершенствование технологии промывки скважин пеной при вскрытии газовых пластов с аномально низкими давлениями. Дис. Канд. Техн. наук. –Уфа : УНИ, 1983. –120 с. – Текст : непосредственный.

33. Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин. –М.: ООО «Недра-Бизнес центр», 2003. – Текст : непосредственный.

34. Саркисов Н.М. Интенсификация добычи нефти путем щелевой перфорации / Н.М. Саркисов, С.В. Шишков, В.Н. Климовец. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. No12. - 2000. – С. 79-80.

35. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых АН., Межлумов АО., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т.1, 2. Буровой инструмент. –М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2003. –494 с.: ил. – Текст : непосредственный.

36. Большая Энциклопедия Нефти Газа [Электронный ресурс] – режим доступа – <http://ngpedia.ru/id104203p2.html> – Текст : электронный.