ЛЕВАНОВ А.Н., МЕДВЕДСКИЙ Р.И., РУЧКИН А.А.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Тюмень, Вектор Бук, 2010

УДК 622.276.76

ISBN 978-5-91409-181-8

А.Н. Леванов, Р.И. Медведский, А.А. Ручкин. Развитие технологий разработки юрских отложений месторождений Западной Сибири. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук», 2010. – 300 с.

Настоящая книга посвящена технологиям доизвлечения остаточных запасов нефти юрских залежей Нижневартовского свода. Материалы так же дополнены наработками авторов по разрабатываемым юрским объектам Красноленинского месторождения.

Основная цель книги - поделиться со специалистами некоторыми практическими результатами исследований авторов в области прикладной разработки месторождений. При этом приведены технологии оптимизации таких процессов, как изменение плотности сеток скважин, ГРП, горизонтальное бурение, их сочетания в различных геологических условиях пластов. Показаны возможности новой потокоотклоняющей технологии увеличения нефтеотдачи с генерированием пенных систем в пластовых условиях.

В процессе написания книги авторы использовали как собственный практический опыт, так и результаты исследований в соавторстве с коллегами, ссылки на работы которых авторы с благодарностью приводят в конце каждой главы.

Книга предназначена для инженерно-технических и научных сотрудников, занимающихся вопросами ониторинга разработки и повышения нефтеотдачи пластов. Также книга будет полезна студентам старших курсов по профилю разработка нефтяных месторождений и нефтепромысловая геология.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……..……..... …...5

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ РЕГИОНА……... …...8

2 РОЛЬ ГРП В ИЗВЛЕЧЕНИИ НЕФТИ ИЗ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПЛАСТОВ……..… ….10

2.1 Общие положения гидравлического разрыва пласта…….. ….11

2.2 Механизмы и оборудование, применяемые при производстве ГРП…… ….52

2.3 Общие результаты эффективности ГРП на верхнеюрских коллекторах……... ….63

2.4 Результаты проведения гидроразрыва пласта на Кошильском месторождении……..…….. ….75

2.5 Результаты проведения первичных и повторных ГРП……...…….. ….81

2.6 Результаты проведения ГРП на участках с высокой выработкой запасов (обводненность более 50 %)……. ….88

2.7 Результаты проведения ГРП на завершающей стадии разработки (обводненность более 90 %) на примере Ершового месторождения…….. ….92

2.8 Результаты проведения ГРП в краевых водонефтяных зонах…..... ….95

2.9 Результаты проведения ГРП в горизонтальных скважинах…….. ...102

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…… ...106

3 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ…..…...…… ...111

3.1 Эффективность применения скважин с горизонтальным окончанием с различным профилем горизонтального участка в пластах с большими толщинами…… ...111

3.2 Анализ точности расчета дебита скважин с горизонтальным окончанием……...…….… ...117

3.3 Результаты применения скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных с ГРП в пластах с толщиной более 10 м, представленных монолитным и расчлененным строением……..… ...122

3.4 Геологические условия эффективного применения скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных с ГРП в водонефтяных зонах……. ...139

3.5 Тактика выбора способа эксплуатации водонефтяных зон……. ...149
3.6 Применение решений по разбуриванию водонефтяных зон…… ...152
3.7 Опыт эффективного применения горизонтальной зарезки бокового ствола для доизвлечения нефти из застойной зоны на участке с предельной обводненностью…….. ...157
3.8 Результаты применения добывающих горизонтальных скважин в системе разработке в сравнении с наклонно-направленными с ГРП……...… ...165
3.9 Об эффективности горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными с ГРП……..… ...172
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…… ...174

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ И АДАПТАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ……..… ...179
4.1 Сравнительная эффективность выработки запасов в площадной и рядной системах разработки…….. ...179
4.2 Результаты применения ГРП в сочетании с заводнением……... ...188
4.3 Примеры образования сквозных трещин……...… ...194
4.4 Влияние давления нагнетания воды на показатели эксплуатации скважин при организации очагового заводнения в условиях проведения большеобъемного ГРП в добывающих скважинах……...…. ...198
4.5 Рекомендации по адаптации 5-рядной и оптимизации текущей системы заводнения……...… ...208
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…… ...236

5 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ…….. ...239
5.1 Разработка высокоэффективной потокоотклоняющей технологии на основе генерируемых пенных систем…...……...… ...239
5.2 Комплексный подход к повышению эффективности довыработки запасов нефти на завершающей стадии разработки Ершового месторождения……..…… ...287
5.3 Способ разработки много пластовой залежи при наличии высокопроницаемого пропластка с применением гидравлического разрыва пласта…… ...291
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…… ...295

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции открыто более 600 месторождений углеводородов, из которых 66% приурочены к юрским отложениям. При этом потенциальные запасы углеводородов юрского комплекса оцениваются в 40% от общих ресурсов Западно-Сибирского бассейна. В том числе на верхнеюрский нефтегазоносный комплекс приходится 42 % потенциальных извлекаемых запасов, а из них более 75% характеризуются как трудноизвлекаемые, поскольку приурочены к коллекторам с пониженной проницаемостью (менее 2-5 мД).

Следует отметить, что в книге не затрагиваются проблемы юрских отложений баженовской и абалакской свит.

Одним из основных промышленных нефтегазоносных районов Западной Сибири является Нижневартовский район, где с каждым годом доля высокообводненных запасов увеличивается. Такие запасы помимо пониженной проницаемости, обладают еще и сложным строением (расчлененность – более 7,5, песчанистость – менее 0,55), невысокой начальной нефтенасыщенностью (в среднем 0,45-0,57) и значительной латеральной изменчивостью. Вследствие этого текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) по месторождениям Нижневартовского района составляет 0,160 при обводненности 67,6%, тогда как КИН, числящийся на государственном балансе, составляет солидную величену - 0,354.

Исследованию и изучению проблем юрских отложений Нижневартовского района посвящено значительное число работ, перечисление которых заняло бы изрядное количество страниц (отмечается более 300 публикаций, принесших значительный вклад в развитие научных подходов к разработке подобных залежей). Однако основная цель нашей книги - поделиться с коллегами некоторыми практическими результатами исследований в области прикладной разработки месторождений.

В книге в первую очередь речь идет о Хохряковской и Ершовой группе месторождений:

- первая группа: Хохряковское, Пермяковское, Кошильское;
- вторая группа: Ершовое, Северо-Тарховское и Туль-Еганское.

Без применения современных методов интенсификации добычи становится затруднительной полная выработка запасов, поэтому в настоящее время на месторождениях получили широкое распространение гидравлический разрыв пласта (ГРП) и скважины с горизонтальным окончанием.

Основные трудности в условиях последовавшего в последнее время массового применения ГРП на юрских коллекторах возникают при адаптации часто встречающихся 3-5-9 -рядных и блочных систем заводнения. Их оптимизация выражается во вводе дополнительных очагов, разрезании рядами , переносе фронта заводнения, усилении зоны стягивания, изменении расстояний между рядами, плотности сетки

скважин, давления нагнетания, приемистости и компенсации отборов.

Разработка водонефтяных зон (ВНЗ) сопровождается повышенными рисками конусообразования, а при применении ГРП – еще и прорывыми воды при фронтальном вытеснении.

В книге так же затронуты вопросы доразработки шеркалинской свиты Талинской площади Красноленинского месторождения и применения новой технологии повышения нефтеотдачи на основе пенных систем, апробированной на Самотлорском месторождении. Приводится опыт эксплуатации юрских залежей и Верхнеколик-Еганского месторождения.

В процессе написания книги авторы использовали как собственный практический опыт, так и результаты исследований в соавторстве с коллегами, ссылки на работы которых авторы с благодарностью приводят в конце каждой главы.

Авторы надеются, что результаты исследований по определению условий эффективного применения технологий доразработки юрских залежей помогут дальнейшему развитию добычного потенциала, что особенно актуально в свете доизвлечения остаточных запасов в старых промышленно развитых районах.

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ РЕГИОНА

Основная часть месторождений, которым посвящены главы книги, тектонически приурочены к Александровскому мегавалу Нижневартовского района и относятся к отложениям васюганской свиты верхней юры (ЮВ1). Открытые в 70-80-е годы и введенные в 80-90–е годы месторождения имеют преимущественно схожее стратиграфическое строение, близкие они и по фациальным обстановкам. Объект разработки (горизонт) $ЮВ_1$ расчленяется на два-три продуктивных пласта: $ЮВ_1^{1-3}$, из которых пласт $ЮВ_1^1$ относится к континентально-аллювиальным, а пласт $ЮВ_1^{2-3}$ - к прибрежно морским с дельтовым и баровым генезисом.

Общим является толщина, которая изменяется от 32,5 до 95 метров. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пластов ЮВ стандартны для месторождений района. Средняя проницаемость –15-30 мД, пористость–0,16-0,18, коэффициент нефтенасыщенности–0,56-0,59, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 15-20 м, песчанистость – 0,6-0,7, расчлененность – 5-7.

Плотность пластовой нефти составляет 0,86 т/м^3. Нефть горизонтов $ЮВ_1$ недонасыщена газом, давление насыщения (8-6 МПа) более чем в три раза ниже пластового. По физико-химическим свойствам эти нефти – малосернистые, малосмолистые и парафинистые.

Но при этом пласты, обладая пониженной проницаемостью, неоднородны по простиранию, анизотропные,

присутствуют выдержанные литологические экраны между пластами эксплуатационного объекта, что позволяет охарактеризовать запасы нефти как трудноизвлекаемые, следовательно, требуется применение современных методов интенсификации добычи. Одним из них является ГРП, с применением которого разработка месторождения эффективна и наиболее целесообразна. Чистонефтяная зона (ЧНЗ) на месторождениях присутствует на 60% площади. Несмотря на это, ГРП успешно проводится и на многих скважинах в водонефтяной зоне (ВНЗ).

В геологическом строении месторождений присутствует монолитное строение и повышенные ФЕС на краевых частях залежи, обуславливая повышенную продуктивность, но и повышенные риски бурения вследствие получения высокой входной обводненности.

Наличие на рассматриваемых месторождениях гидродинамически связанного коллектора, неотъемлемо требует с одной стороны на средних стадиях разработки решения проблемы роста обводненности после эксплуатации скважин с ГРП, с другой стороны - ГРП на поздних стадиях позволил снизить предельную обводненность и вовлечь остаточные запасы в выработанных зонах.

Также в общих для месторождений условиях техногенного ГРП в нагнетательных скважинах необходимо оптимизировать давление нагнетания и адаптировать системы заводнения.

2 РОЛЬ ГРП В ИЗВЛЕЧЕНИИ НЕФТИ ИЗ ВЕРХНЕЮРСКИХ ПЛАСТОВ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является действенным способом увеличения производительности скважин. В отдельных случаях он способствует подключению в работу низкопроницаемых пропластков в составе продуктивного пласта и способствует увеличению нефтеотдачи. На промыслах СССР он начал применятся в начале 50-х гг. на Бакинских месторождениях в Азербайджане, затем в Куйбышевской (Самарской) области. Но с открытием высокопродуктивных месторождений Тюменской области интерес к нему временно угас, а приоритет был отдан разбуриванию новых месторождений, позволявших быстро увеличивать добычу нефти. Благодаря чему СССР вышла на первое место, добыв в 1989 г. 620 млн. т нефти, из которых 410 млн. т приходились на Западную Сибирь (Тюменская и Томская области).

Свое победное шествие на месторождениях Тюменской области ГРП начал с конца 80-х годов на промыслах объединения Юганскнефтегаза с привлечением небольшой канадской фирмы Фракмастер. Первоначально применялся малообъемный ГРП с закачкой 5-6 т проппанта. В то время не только проппант, но и все оборудование было импортным. В последующем было налажено производство отечественного проппанта и количество его в операциях увеличилось до 500 т (на Приобском месторождении). Что позволило существенно увеличить длину трещины в пласте до 70 – 100 м и тем самым вовлечь в работу большие объемы никопродуктивного пласта.

В настоящее время на промыслах Тюменской области операции по ГРП ведутся такими известными компаниями как Шлюмберже и Халлибуртон. Именно Халлибуртон впервые поставила оборудование еще в конце второй мировой войны на первые Бакинские промыслы по ленд-лизу. Между прочим, в правлении компании Халлибуртон состоял бывший вице-президент США Д.Чейни, что отражает глубину влияния которое проявляет руководители США к ГРП, являющимся

перспективным и высокоэффективным способом увеличения производительности нефтяных и газовых скважин.

На наших промыслах находится место и для других небольших компаний, как например, NewCo. Выходит в Западную Сибирь еще одна – Weatherford. Одно время действовала отечественная компания «Мекаминефть», изначально возглавляемая выпускником Тюменского Индустриального Института Закиевым. Оборудование, которое она использовала, было импортным. Остается только дождаться когда и наши машиностроители наладят производство отечественного оборудования. Успехи в производстве военной технике и освоении космического пространства позволяют надеяться, что это время не за горами. Не будут исчерпаны к тому времени и запасы нефти и газа [20].

2.1 Общие положения гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) - эффективное средство увеличения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Процесс гидроразрыва состоит в создании искусственных и расширении имеющихся трещин в пласте воздействием повышенных давлений жидкости, нагнетаемой в скважину. Образованная система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. После ГРП часто подключаются в работу низкопроницаемые пропластки продуктивного пласта, а в этом случае увеличивается его нефтеотдача. Жидкость, закачивающаяся в скважину для образования трещин, в процессе нагнетания имеет давление, превышающее боковое давление пласта. При пуске скважины в работу давление в трещине падает, и она смыкается частично или полностью. Для предотвращения смыкания трещин после снижения давления в них вводят зернистый материал (проппант), насыщая им нагнетаемую в пласт жидкость. Глубина проникновения трещины в пласт определяется объемом проппанта и может

История становления ГРП

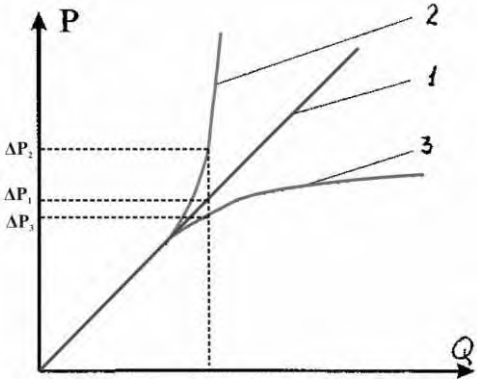
В нагнетательных скважинах гидравлический разрыв был обнаружен случайно на месторождении Ист-Тексас (США), когда вследствие увеличения объемов попутной воды было вдвое увеличено давление нагнетания (с 60 до 120 атм) заменой центробежных насосов более мощными. Приемистость нагнетательных скважин при этом в 4-6 раз стала больше, чем следовало из расчетов. Расчеты такого рода ведутся по формуле $q = K\Delta P$, где К - коэффициент приемистости, который определяют экспериментально. Если фактическая приемистость q оказывается выше расчетного значения при подстановке нового значения давления нагнетания, то значит коэффициент приемистости оказался заниженным для новых значений репрессии ΔP.

Результаты исследования нагнетательных скважин при увеличенном давлении нагнетания были обобщены американскими инженерами Юстером и Колхауном. Их статья в русском переводе вышла отдельной брошюрой в 1947г. в издательстве Гостоптехиздат. Именно эти авторы впервые обратили внимание на то, что при высоких давлениях нагнетания этот обнаруженный факт противоречил тогдашним представлениям о фильтрации жидкости в пористой среде, согласно которым изгиб индикаторных линий был возможен только в сторону оси давления вследствие турбулизации потока в призабойной зоне из-за увеличения фильтрационных сопротивлений (кривая 2, рисунок 2.1).

Кривая 3 (рисунок 2.1) свидетельствует, напротив, об увеличении проницаемости, объяснение которому авторы нашли в образовании трещин в пласте, а кривая 1 описывает линейный закон фильтрации. Юстер и Колхаун предположили, что это трещины расслоения, образовавшиеся при подъеме глинистой кровли от продуктивного пласта. Их статья так и называлась: «Расслоение пород при флудинге», т.е. при закачке жидкости.

На рисунке 2.1 указанные ΔP_1, ΔP_2 и ΔP_3 соответствуют потерям давления на преодоление фильтрационных сопротивлений по закону Дарси - ΔP_1, инерционным

сопротивлениям, увеличивающих сопротивление фильтрации и характеризующих смыкание трещины - ΔP_2 и снижению фильтрационных сопротивлений при образовании трещин – ΔP_3.



1 - для пористого пласта с фильтрацией по линейному закону Дарси;
2 - для пористого пласта с нарушением закона Дарси вследствие проявления турбулентного режима;
3 - для трещиноватого пласта.

Рисунок 2.1 - Вид индикаторных линий.

Впоследствии было показано, что расслоение возможно на сравнительно небольших глубинах, порядка 1000м, а увеличение коэффициента приемистости с повышением давления связано с созданием в пласте вертикальных или наклонных трещин. Это немедленно навело на мысль тем же способом увеличивать дебиты добывающих скважин.

При патентной проработке выяснилось, что идея гидравлического создания трещин в продуктивной зоне скважины для повышения ее производительности была выдвинута в 20-х годах американцем Фаррисом из компании "Станолинд Ойл энд Гэс Корпорейшн". Фаррис пришел к идее образования трещин при объяснении ухода цемента во время крепления глубоких скважин в один прием без цементировочных муфт.

В 1947 г. был проведен первый экспериментальный гидроразрыв в скважине №1 месторождения Клеппер штат Канзас США. Скважина не дала существенного прироста дебита, однако сама технология гидроразрыва продемонстрировала свою перспективность и уже в следующем году были представлены документы, посвященные процессу "гидрофрак". Компания "Халлибертон Ойл Велл Сементин" приобрела лицензию на этот процесс и в 1949г осуществила первые коммерческие обработки скважин методом гидроразрыва, значительно подняв продуктивность двух скважин. Метод получил признание и к 1955г объем гидроразрывных работ достиг 3000 скважин в месяц, а к 1968г уже было выполнено более полмиллиона операций. В данное время в США, как и во многих других странах, ГРП является мероприятием, входящим в комплекс по заканчиванию скважин. Как правило, ГРП проводят почти во всех, только что разбуренных скважинах. Если обратиться к северо-американской статистике, то гидроразрыву подвергнуты 60% всех нефтяных и 85% газовых скважин и процент этот постепенно возрастает

Связано это с тем, что основная добыча нефти в США, исключая шельф, ведется на мелких и мельчайших месторождениях. Так, например, месторождения с запасами более 15 млн. т. в США редки и считаются гигантскими. На маленьких месторождениях проницаемость пластов, как правило, мала и средний дебит новой скважины на них без ГРП составляет порядка 3 т/сут. Рентабельная разработка таких месторождений возможна при развитой инфраструктуре. Кроме того, по отношению к тем компаниям, которые используют подобную практику, правительство США идет на уступки. После ГРП дебит повышается до 30 т/сут. В этом случае при проведении ГРП используется большой объем проппанта: от 200 до 1000 т на скважину. Такой расход проппанта предполагает создание вокруг скважины разветвленной системы трещин и возможен в условиях нового месторождения, где еще не проводится заводнение.

У нас в стране с начала 50-х годов метод стал широко и успешно применяться в Баку, затем на месторождения Поволжья, Татарии, Башкирии. В Тюменской области работы по ГРП начались в 1988г. в ПО "Юганскнефтегаз" с использованием оборудования канадской фирмы "Фракмастер" на объектах $АС_4$, $БС_{10}$ Мамонтовского месторождения, баженовской свиты, нижней юры и показали свою эффективность. К сегодняшнему дню технология ГРП опробована практически на всех отложениях Западной Сибири, от верхнемеловых ($АВ_{1-2}$ "рябчик") до юрских. В целом по Западной Сибири проведено порядка 10000 скважино-операций, с дополнительной добычей, в среднем, около 5 тыс. т на скважину. В настоящее время в России ежегодно проводится 3-3,5 тыс. операций ГРП в год.

Сейчас гидроразрыв пласта применяется на разрабатываемых с ППД месторождениях. Как было указано, в нагнетательных скважинах при рабочих давлениях (140-150 атм на устье) возможен самопроизвольный разрыв пласта. Возникающая при этом система трещин вокруг добывающих и нагнетательных скважин может повлечь преждевременное обводнение, при проведении ГРП в добывающих скважинах необходимо ограничить разрастание трещин уменьшением количества проппанта (5-7 т). Более радикальным было бы проведение ГРП в начальной стадии разработки, как в США, с последующей осторожной дозированной закачкой воды. Подход к разработке залежей, близкий к американскому, недавно начал применятся на пластах ачимовской толщи на Мало-Балыкском месторождении и в Шаимском нефтяном районе на Сыморьяхском месторождении. Благодаря ГРП с расходом проппанта 20-30 т дебит возрастает до 30 т/сут после чего залежь разрабатывается на истощение. Заводнение применяют через несколько лет, при этом необходимо строго следить за тем, чтобы не нарушить баланс между отбором и закачкой, т.е. необходимо закачивать на участке жидкости ровно столько, сколько отбирается нефти.

Уже зреет понимание, что большая часть эффекта обусловлена устранением скин-эффекта в призабойной зоне скважины. Чтобы количественно оценить вклад устранения скин-эффекта рассмотрим скважину, в пласте с проницаемостью k=100мД, мощностью h=10м с радиусом контура питания $r_к$=300м. При депрессии ΔР=100атм скважина с радиусом 10см будет иметь дебит 67,8 $м^3$/сут. Если же вследствие некачественного вскрытия в призабойной зоне скважины в радиусе r=2м проницаемость будет ухудшена до k_1=10мД, то дебит составит 15,5 м /сут, а после ГРП в результате которого проницаемость в радиусе r=2м возрастет до 1Д, т.е. в 100 раз больше исходной, дебит будет равным 102 $м^3$/сут. Таким образом, при устранении загрязнения призабойной зоны наблюдалось бы возрастание дебита в 6,8 раза, а если бы пласт был чистым, то рост составил бы всего 1,5 раза. Отсюда следует, что лучше не допускать загрязнения пласта при вскрытии, чем затем для его устранения использовать такие дорогостоящие мероприятия, как ГРП.

В большом количестве скважин при вскрытии происходит засорение призабойной зоны потому, что качеству вскрытия в течение длительного времени не уделялось должного внимания. Такое отношение к качеству вскрытия имеет свое объяснение. Первые месторождения, введенные в разработку в Тюменской области, характеризовались высокой продуктивностью и засоряющий материал, вносимый в пласт при вскрытии, выносился из пласта потоком жидкости частично при освоении, частично при эксплуатации в первые месяцы работы. Этот подход к вскрытию, оправдавший себя на высокодебитных пластах, был неправомерно перенесен на низкодебитные коллектора. Теперь качеству вскрытия уделяют повышенное внимание, как при первичном вскрытии пласта, так и при вторичном.

Ни одна другая операция, связанная с нефтедобычей, не характеризуется столь значительной разницей в затратах на проведение между регионами, в которых гидроразрыв применяется массированно и часто. В 2002 г. в США закачка

100 тонн расклинивающего материала в трещину стоило менее 100.000 $. Такая же операция с тем же оборудованием, проводимая той же самой компанией, например, в Венесуэле или Омане, стоит от 1 до 2 миллионов долларов. Реально стоимость ГРП определяется длиной образуемых трещин, конструкцией скважин (вертикальная или горизонтальная), а также расходами на доставку к месту назначения.

В то же время, ни одна технология увеличения нефтедобычи не обладает столь высокими потенциальными возможностями. Увеличение мировой добычи нефти на десятки тысяч баррелей в день, которое предсказывают специалисты, подразумевает, что процент скважин, подвергнутых обработке, приближается к 60%; а увеличение продуктивности каждой скважины по сравнению с состоянием до обработки составляет только 25%. Этот расчет предполагает достаточно скромные допущения: во-первых, что все существующие скважины продолжат работу с естественным режимом падения дебита, а во-вторых, что при помощи гидроразрыва удастся получить вполне достижимое отрицательное значение скин-фактора, равное -2. Увеличение производительности будет значительным при условии проведения массированной программы по обработке скважин на современном оборудовании и с привлечением опытных сотрудников.

Краткая теория проведения индикаторных линий в скважинах эксплуатирующих трещиноватый коллектор

Индикаторные линии, показанные на рисунке 2.1 характерны и для трещиноватых коллекторов. При большой густоте трещин с малой сжимаемостью их индикаторная линия будет прямой, как в пористых пластах. Если же в процессе откачек при снятии индикаторных линий произойдет смыкание трещин, с уменьшением их раскрытости, то фильтрационные сопротивления с увеличением дебита возрастают из-за чего индикаторная линия загибается в сторону оси депрессий (рисунок 2.1 – 2). В пористых пластах кривая такого типа возникает вследствие потери давления на преодоление

инерционных сопротивлений, что возможно только при больших дебитах. Если же пласт трещиноватый, то инерционные сопротивления становятся заметными при меньших дебитах. Сужение трещин при снижении в них давления изгибает индикаторные линии в ту же сторону. Это также можно показать простыми выкладками.

Расход вязкой жидкости в трещине - раскрытостью δ и высотой h задается формулой:

$$q = \frac{\delta^3 h}{12\mu} \cdot gradP \,, \qquad (2.1)$$

, где μ - вязкость, gradP - градиент давления.

Эту величину нужно умножить на число трещин, а оно в свою очередь определяется периметром цилиндрической поверхности $2\pi r$, поделенным на характерный размер блоков *l*. Поэтому можно полагать, что расход жидкости, текущей по трещинам через поверхность фильтрации $2\pi r$ будет:

$$q = 2\pi r \frac{\delta^3 h}{12\mu l_x} \cdot \frac{dP}{dr}, \qquad (2.2)$$

Раскрытость зависит от давления жидкости в трещине, если зависимость от давления можно принять:

$$\delta = \delta_0 \left[1 - \beta\left(P_0 - P\right)\right], \qquad (2.3)$$

где P_0 - начальное пластовое давление

Подставляя эту зависимость в формулу для q, получим

$$q = 2\pi r \frac{\delta_0{}^3 h}{12\mu l_x} \left[1 - \beta\left(P_0 - P\right)\right]^3 \cdot \frac{dP}{dr}, \qquad (2.4)$$

Отсюда разделяя переменные и интегрируя по r в пределах от r_c до r_k, а по h от r_c до r_r=r_0 находим:

$$q = q_0 \frac{F_k - F_c}{\ln \frac{r_k}{r_c}}, \text{ где} \qquad (2.5)$$

$$q_0 = \frac{2\pi r h \delta_0^3}{48 \mu l_x \beta}, \; F = \left[1 - \beta\left(P_0 - P\right)\right]^4, \qquad (2.6)$$

Строя по этой формуле зависимость P=f(q) убеждаемся, что полученная кривая действительно загибается в сторону оси ΔP. Обработка индикаторных линий в скважинах, эксплуатирующих трещиноватый коллектор, показала, что параметр β для этих коллекторов в 10^5 раз больше, чем для пористых пластов. Причина такого поведения коэффициента сжимаемости кроется в следующем: допустим, что образец трещиноватой среды заключен в герметичный сосуд из очень прочного материала, деформацией которого можно пренебречь.

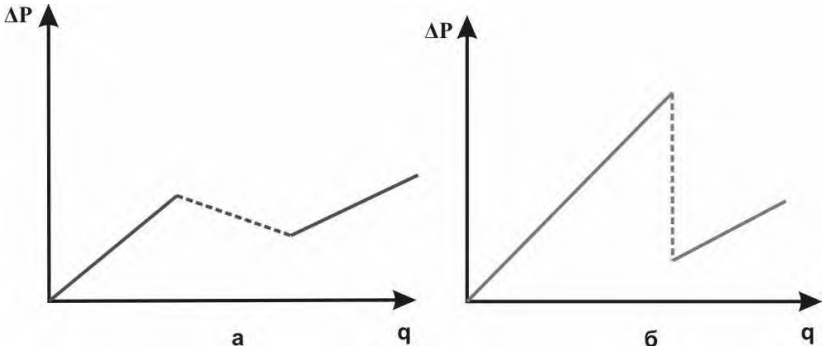
При нагнетании жидкости в сосуд блоки сужаются в объеме на величину $\Delta V = V_б \beta_б \Delta P$, а трещина увеличивается в объеме на ту же величину $\Delta V = V_T \beta_T \Delta P$, отсюда $\Delta V = V_T \beta_T \Delta P$, а т. к. объем трещины очень мал, 1-2% от объема породы, то объем для соблюдения равенства β_T должно быть

Если $V_T = 10^{-2} = 10^{-3} V_б$, то $\beta_T = \beta_б$ (10^2~10^3), а $\beta_б = \beta$ = 10^{-5} атм$^{-1}$, отсюда β_T =10^2~10^3 атм$^{-1}$

Загибание кривых на диаграмме в сторону оси q следует из теории фильтрации жидкости в трещиноватых пластах (рисунок 2.2).

Также индикаторные линии характерны для скважин отбирающих жидкость из пласта, когда снижение давления в пласте приводит к увеличению фильтрационных сопротивлений в зависимости от депрессии ΔP. Модельную индикаторную линию, загибающуюся в сторону оси q можно получить тем же самым способом, предусмотрев увеличение ширины трещины с ростом давления при закачке жидкости. Однако чаще всего происходит скачкообразное снижение давления при каком-то постоянном q, если закачка воды ведется поршневым насосом, а при закачке воды центробежным насосом наблюдается плавное снижение давления с увеличением расхода (рисунок 2.2 а и б).

Если нагнетательная скважина будет остановлена, то происходит схлопывание трещин, а содержащаяся внутри них вода будет выдавливаться, повышая давление в пласте, что отражают скачки давления на кривой падения давления (рисунок 2.3).



а - при подключении к насосной станции; б - при исследовании скважины агрегатом.

Рисунок 2.2 - Индикаторные диаграммы нагнетательных скважин трещиноватого коллектора месторождения Нефтяные Камни

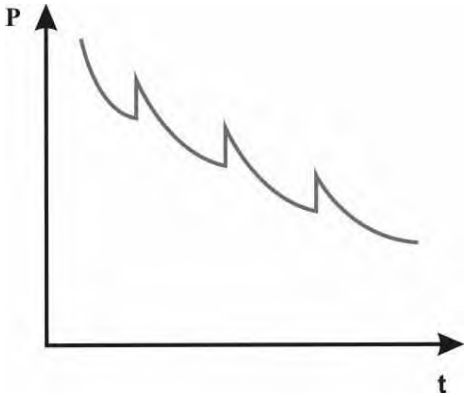


Рисунок 2.3 - Кривая падения давления в нагнетательной скважине месторождения Нефтяные Камни

Самопроизвольный гидроразрыв при эксплуатации нагнетательных скважин и в бурении

При давлениях нагнетания воды, принятых в Западной Сибири, 150-190 атм на выкиде насоса, в призабойных зонах нагнетательных скважин образуется система техногенных трещин, позволяющая проникать в пласт взвешенным частицам, содержащимся в воде. Их количество может превышать 50 г/м3, что по крайне мере в 10 раз больше, чем в водопроводной воде. Так, при выборе в качестве источника закачиваемой воды поверхностных вод, содержание взвешенных частиц в них достигает больших значений, а при использовании сеноманских вод, данное значение варьируется в пределах 10-20 мг/л. В то же время опыты по прокачке водопроводной воды через керны песчаников показали, что фильтрация в них затухает за неделю из-за отложения на их торце малопроницаемой корки. В низкопроницаемых пластах устойчивая работа нагнетательных скважин возможна только при наличии в призабойной зоне разветвленной системы трещин. В данном случае поверхностью фильтрации служат стенки трещин и поскольку их суммарная площадь велика, засорение растягивается на продолжительный срок.

Отложение глинистой корки на входной поверхности пласта происходит при бурении скважин, при этом глинистая корка тем толще, чем выше проницаемость пласта и опытный геолог для оценки продуктивности пласта не удовлетворяется сравнением кривых КС и ПС, а привлекает еще и кавернограмму.

Когда трещина заполняется мехпримесями, для восстановления приемистости часто производят закачку воды агрегатами с достижением давления на забое нагнетательных скважин 330 - 440 атм. При этом получают индикаторные линии с характерным скачком давления, свидетельствующем об образовании новых трещин взамен уже забитых мехпримесями (рисунок 2.2-б). Это воздействие называется продавкой, оно родственно ГРП и отличается от него только масштабом воздействия и отсутствием закрепления трещин песком. Иногда

продавка производится без воздействия агрегатом, а только при давлении в системе ППД, тогда скачки давления получаются пологими (рисунок 2.2-а).

При бурении скважин на репрессии давление столба глинистого раствора обычно на 10-15% выше гидростатического, чтобы предупредить выброс жидкости из пласта. При достаточно большом повышении давления в скважине наблюдаются поглощения или уходы глинистого раствора, иногда катастрофические. Для ликвидации таких уходов в раствор бросают ветошь или другой материал. При малом его объеме закрыть трещины не удается и он вообще исчезает без следа. Поглощения и уходы связывают с гидроразрывом и в геолого-техническом наряде обычно приводят значения градиентов гидроразрыва по глубине скважины, что позволяет значительно снизить опасность, связанную с уходом раствора.

Давления в стволе скважины возрастают не только из-за увеличения удельного веса промывочной жидкости, за которой устанавливается жесткий контроль в интервалах, склонных к поглощению, но и из-за высокой скорости спуска бурового инструмента, при которой жидкость под долотом не успевает перетечь в свободное пространство над долотом и сдавливается под ним, разрывает пласт и проникает в него, засоряя призабойную зону. При быстром подъеме инструмента давление под долотом, напротив, снижается что может привести к обвалу стенок скважины и прихвату инструмента, а также к выбросу жидкости из пласта. Самопроизвольный ГРП возможен и при проведении капитального и подземного ремонта скважин, когда давление жидкости глушения повышается при спуске труб с навернутым на них насосом. При этом также происходит засорение призабойной зоны.

Таким образом, гидроразрыв пласта в практике строительства и эксплуатации скважин встречается довольно часто. Например, при бурении, его приходится предупреждать, а при эксплуатации скважин с низкой продуктивностью,

наоборот, производить целенаправленно, чтобы средства на бурение не были затрачены впустую.

Цель и выбор объекта гидравлического разрыва

В добывающих скважинах посредством ГРП выполняются следующие задачи:

1. В загрязненной призабойной зоне создание каналов
притока жидкости из пласта в скважину. Используемый для этой цели объем песка обычно невелик и составляет 5-7 т.

2. Подключение в разработку в неоднородном прерывистом коллекторе пропластков, ранее не участвовавших в добыче. В большинстве случаев за счет ГРП создается вертикальная трещина, которая соединяет все пропластки продуктивного интервала.

3. Соединение зоны низкой проницаемости, в которой оказалась скважина, с удаленными зонами высокой проницаемости. При этом следует использовать большие объемы проппанта - до 1000 т и более. В настоящее время такие работы проводятся на Приобском месторождении. Увеличение дебита может составлять несколько десятков раз. Во многих случаях искусственно создаваемые трещины позволяют увеличить охват пласта дренированием и, тем самым, увеличить коэффициент извлечения нефти.

4. Подключение в активную разработку в низкопроницаемом прерывистом коллекторе пропластков с ухудшенными ФЕС или пластов, если их несколько в эксплуатационном объекте, за счет проведения селективного ГРП.

Помимо вышеназванного гидроразрыв может преследовать и другие цели, такие как: глушение аварийно-фонтанирующей скважины, изоляция пластовых вод и т.п. При этом трещина, созданная в заранее выбранном интервале, используется в качестве канала сообщения. В качестве примера можно привести случай, произошедший на месторождении Нефтяные Камни (Азербайджан). 5 ноября 1964 г произошло

возгорание одной из добывающих скважин. В общей сложности оно не прекращалось в течение 6 месяцев. При этом цементной пробкой были заглушены 30 скважин, находящиеся на этом же кусту. Потушить аварийную скважину удалось только после дополнительной закачки воды в соседнюю нагнетательную скважину после прострела в ней соответствующего пласта.

В зависимости от преследуемой цели определяют объект воздействия ГРП. Для этого выбираются подходящие скважины - с засоренной призабойной зоной, вследствие некачественного вскрытия или глушения, или скважины, находящиеся в зоне низкой проницаемости. Обычно в прерывистых пластах, характеризующихся плохими коллекторскими свойствами, проводят массированные ГРП с закачкой проппанта с концентрацией 8-10 тонн на метр эффективной мощности пласта. В зависимости от объекта воздействия проектируется технология проведения ГРП, объем закачиваемой жидкости и проппанта.

При проектировании гидроразрыва в качестве основной переменной, определяющей эффективность ГРП, рассматривается объем расклинивающего агента. После того как принимается первоначальное решение относительно объема и типа расклинивающего материала, определяется оптимальная длина и ширина трещины. Эти параметры затем оцениваются с точки зрения технических возможностей, выбирается необходимое оборудование, и окончательно рассчитываются запланированные параметры трещины. Разрабатывается последовательность действий при закачке, реализующая целевые размеры трещины и обеспечивающая равномерное распределение заданного количества проппанта. Если оптимального распространения проппанта стандартными методами достичь нельзя, то планируется обработка с концевым экранированием, речь о которой пойдет далее. Очень важно, чтобы первоначальные решения принимались в целом, и учитывали такие детали, как механику разрыва, реологию жидкости и технологию нефтеотдачи.

Технологии проведения гидроразрыва

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и поставленной целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и расклинивающих агентов и соответственно по размерам создаваемых трещин.

При проведении ГРП в хорошо проницаемом пласте, в котором засорена призабойная зона нет необходимости создавать длинные трещины, достаточно создать короткие и широкие трещины.

Использование метода концевого экранирования

Для создания коротких широких трещин используется технология осаждения проппанта на конце трещины – TSO (tip screen out) или концевое экранирование. Она состоит в продавливании проппанта в первую очередь к концу трещины путем постепенного увеличения его концентрации в рабочей жидкости в ходе обработки до 2,5 т/м^3, чем объясняется применение высокопрочных проппантов на сравнительно небольших глубинах, где напряжения сжатия не очень высоки. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину. Дальнейшая закачка жидкости, несущей проппант, приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 0,5-1,5 см. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 300-3000 мкм2*м.

При этом используется метод понижения скорости закачки близко к концу операции. Практика показывает, что концевое экранирование достаточно трудно выявить по регистрирующим приборам, повлиять на него или даже зарегистрировать.

Показания регистрирующих приборов (датчиков), приведенные к глубине забоя, обязательно необходимы для точной оценки величины обработки и ее диагностики. Рассчитанные значения забойного давления ненадежны из-за

оказывающих на него заметное влияние сложных эффектов трения, связанных с закачкой высококонцентрированных проппантных смесей через трубы малого диаметра, а также перезапусками оборудования ГРП.

Эффект ГРП снижается при выносе незакрепленного проппанта обратно в ствол скважины. Для предотвращения выноса проппанта в ходе последующей эксплуатации скважины технология TSO обычно сочетается либо с использованием смолопокрытого проппанта, который благодаря слипанию оказывает сопротивление вязкому трению во время добычи, либо с гравийной набивкой, когда расклинивающий материал удерживается в трещине при помощи фильтра (Frac-and-Pack).

Эта же технология используется для предупреждения прорастания трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождении Прадхо-Бей (Прудо), США, в Мексиканском заливе, Индонезии, Северном море.

Использование проппантов различного фракционного состава

Для создания длинных трещин получила распространение технология последовательной закачки в трещину проппантов, различающихся как по фракционному составу, так и по другим свойствам. Согласно этой технологии в трещину сначала закачивалось 100-200 т песка размером зерен 20/40, затем 25-75т среднепрочного проппанта с размером зерен 20/40 или 16/20. В некоторых случаях успешно использовался трехфракционный метод с последовательной закачкой проппантов 20/40, 16/20 и 12/20 либо 40/60; 20/40 и 12/20.

Имеются различные модификации этой технологии, в частности, хорошие результаты дает первоначальная закачка в трещину тонкозернистого песка типа 40/70 или даже 100, затем основного количества песка или проппанта типа 20/40, и завершение трещины прочным крупнозернистым проппантом 16/20 или 12/20.

Проппанты, закачиваемые в разные области трещины, могут различаться не только по фракционному составу, но и по

плотности. В Югославии нашла применение технология массированного ГРП, когда в трещину закачивается сначала легкий среднепрочный проппант, а затем тяжелый более качественный высокопрочный проппант. Легкий проппант дольше поддерживается во взвешенном состоянии в транспортирующей его жидкости, поэтому может быть доставлен на более далекое расстояние вдоль крыльев трещины. Закачка на завершающей стадии ГРП более тяжелого высококачественного проппанта позволяет с одной стороны обеспечить сопротивление сжатию в области наиболее высоких напряжений около забоя, и с другой стороны снизить риск неудачи операции на завершающей стадии, т. к. легкий проппант уже доставлен в трещину. Массированные ГРП, проведенные в Югославии, являются одними из крупнейших в Европе, т. к. на первой стадии в трещину закачивалось 100-200т легкого проппанта, а на второй - примерно 200-450т более тяжелого. Таким образом, общее количество проппанта составляло 300-650т.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее 10-4 мкм2) в США, Канаде и ряде стран Западной Европы также успешно применяют технологию массированного ГРП. При этом создают трещины протяженностью 1000м и более с закачкой от сотен до тысяч кубических метров жидкости и от сотни до тысячи тонн проппанта. У нас большеобъемные операции пока производят на Приобском и Сугмутском месторождениях.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции.

Наиболее крупные работы по проведению массированных ГРП были предприняты в Германии в газоносных пластах, расположенных на глубине 3000-6000м при температуре 120-180°С. В основном здесь использовались средне- и высокопрочные искусственные проппанты. В период

1976-85гг. в Германии было проведено несколько десятков массированных ГРП. Расход проппанта при этом составлял в большинстве случаев порядка 100 т/скв., в трети случаев - 200 т/скв., а при проведении наиболее крупных операций доходил до 400-650 т/скв. Длина трещины варьировалась от 100 до 550 м, высота от 10 до 115 м. В большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита в 3-10 раз.

Неудачи при проведении гидроразрыва в низкопроницаемых газовых пластах часто обусловлены медленным выносом жидкости разрыва и блокированием ею трещины. В результате начальный дебит газа после ГРП может оказаться ниже на 80% установившегося при прошествии времени, т. к. увеличение дебита скважины происходит крайне медленно по мере очистки трещины - в течении недель и месяцев. В таких пластах особенно актуально использование смеси сжиженной углекислоты и углеводородной жидкости разрыва или сжиженного CO_2 с добавкой азота. Двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выводится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости из пласта и предотвратить такие негативные эффекты, наиболее выраженные в низкопроницаемых газовых коллекторах, как блокирование жидкостью разрыва, ухудшение фазовой проницаемости для газа вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т. п. Низкая вязкость таких жидкостей разрыва компенсируется при проведении ГРП более высоким темпом нагнетания.

При проведении ГРП в наклонных скважинах, направление которых отклоняется от плоскости разрыва, возникают проблемы, связанные с образованием нескольких трещин от различных интервалов перфорации и с искривлением трещины вблизи скважины. Для создания единой плоской трещины в таких скважинах используется специальная технология, основанная на ограничении числа перфорационных отверстий, определении их размера, количества и ориентации по отношению к направлению главных напряжений в пласте.

Проведение ГРП в России

В России ГРП применяли на первом этапе с небольшим объемом закачки проппанта (5-7т), а его концентрация составляла 70-500кг/м^3. Это объясняется тем, что ГРП здесь преследует цель исправления скин-эффекта и проводился на заводняемых месторождениях.

На протяжении последних пяти лет российские добывающие компании непрерывно увеличивают объем закачиваемого проппанта, используя при этом все более крупные фракции. Такая стратегия позволяет постоянно увеличивать эффективность операций, и еще рано говорить о достижении верхнего предела.

Проведение ГРП в горизонтальных скважинах

В последние годы разрабатываются технологии применения ГРП в горизонтальных скважинах. Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработаны технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине. В этом случае число трещин определяется с учетом технологических и экономических ограничений.

Первый промысловый эксперимент по созданию нескольких трещин в наклонной скважине был проведен компанией Mobil в 60-х годах. Гидроразрывы в нефтяных горизонтальных скважинах проводились на месторождениях в датской части Северного моря. На газовом месторождении в Северном море (Нидерландский сектор) в пласте с проницаемостью 0,001 мкм^2 в горизонтальной скважине созданы две поперечные трещины. Крупнейший проект осуществлен на месторождении Золинген в Северном море (Германия), характеризующимся сверхнизкой проницаемостью (10^{-6}-10^{-4} мкм^2), средней пористостью 10-12% и средней толщиной пласта около 100м. В горизонтальном стволе длиной

600м создано четыре поперечные трещины, полудлина каждой из которых составляет около 100м. Пиковый дебит скважины был 700 тыс. $м^3$/сут, в настоящее время скважина работает с дебитом 500 тыс. $м^3$/сут, средним по данному месторождению.

Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины. Продольная трещина не может дать значительного увеличения дебита горизонтальной скважины, но сама горизонтальная скважина с продольной трещиной может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости. Учитывая, что рост проводимости является определяющим фактором увеличения дебита скважин вследствие ГРП в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использование гидроразрыва горизонтальных скважин с образованием продольных трещин. Опытные работы по определению эффективности продольных трещин, проведенные на месторождении Купарук Ривер (Аляска) в четырех горизонтальных скважинах, показали, что продуктивность в среднем увеличилась на 71%, а затраты на 37%. Во всех случаях выбор между проектированием вертикальных скважин с ГРП, горизонтальных скважин или горизонтальных скважин с ГРП осуществляется на основе оценки экономической эффективности той или иной технологии.

Другие технологии

Существуют месторождения, где при производстве ГРП вероятен неограниченный рост трещины в высоту. Зачастую это обусловлено наличием в пласте небольших контрастов напряжений по разным направлениям. В этом случае может использоваться технология контроля высоты созданной трещины. Она особенно актуальна, если существует опасность прорыва в ниже- или вышележащий водонасыщенный горизонт. Суть технологии заключается в закачке проппантной смеси разного фракционного состава между стадиями жидкости разрыва и жидкости, несущей расклинивающий материал. В

приготовленную проппантную смесь добавляется специальный химикат, предотвращающий осаждение проппанта в трещине. Успешность данной технологии может быть подтверждена проведением термокаротажа, микросейсмическими и акустическими исследованиями.

Стадии гидравлического разрыва пласта

Процесс ГРП проводится в три стадии:

1. Закачка в пласт жидкости разрыва для образования трещин в призабойной зоне пласта;
2. Введение в полученные трещины крупнозернистого песка для сохранения их в открытом состоянии.
3. Закачка продавочной жидкости для введения оставшегося в насосно-компрессорных трубах песка в трещины пласта.

Рабочие жидкости и гели

Соответственно, рабочие жидкости, используемые при гидравлическом разрыве пласта, разделяются на жидкости разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость. Рабочие жидкости, нагнетаемые в пласт при перетекании через стенки трещин, не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость пород пласта, не должны содержать в своем составе посторонних механических примесей, а при соединении с пластовыми жидкостями и породами не давать нерастворимые осадки, не должны вызывать набухания глинистых включений в породе пласта.

Жидкости разрыва можно подразделить на приготовленные на основе нефти или воды, как правило, «сшитые» для придания необходимой вязкости, смеси нефти и воды, называемые эмульсиями, и вспененные системы на основе нефти или воды, содержащие азот или углекислый газ. Первыми жидкостями, применяемые в гидроразрыве, были жидкости на основе нефти. Однако уже в конце 50-х годов прошлого столетия популярность приобрели загущенные специальными

полимерами жидкости на водной основе. В 1969 г. был проведен первый гидравлический разрыв сшитым высоковязким гелем. С начала 1990-х более 90% жидкостей гидроразрыва являются сшитыми системами на основе воды. Сегодня системы азота и диоксида углерода в водных жидкостях используются приблизительно в 25% операциях по ГРП.

Загущенная специальными полимерами жидкость образует гель, который обладает вязкопластичными свойствами и может фильтроваться в породу только при очень высоких давлениях. Простейшим гелем, известным нам с детства является кисель, который готовят, подмешивая крахмал в нагретый компот. Первые жидкости разрыва в США готовились также с использованием крахмала. У нас для приготовления рабочих жидкостей использовали сульфит спиртовую барду - отход при производстве спирта из картофеля или свеклы. Теперь для загущения жидкостей применяют специальные высокомолекулярные полимеры. Их молекулы образуют длинные цепочки, которые в обычном состоянии сворачиваются в клубки. Сшитые химическими связями полимеры образуют сети, которые удерживают на весу достаточно большие частицы. Этим пользуются кулинары в приготовлении студней, холодцов и т.п., а приготовленные гели они называют желе. В сшитых полимерах размер молекул может достигать 3 и более сантиметра.

Слово гель появилось в нашем языке сравнительно недавно, аналогичная жидкость под названием желе задолго использовалась в кулинарии. Д. И. Менделеев используя слово гель пояснял, что это студенистообразная субстанция.

Отметим, что слово гель и желе происходят от одного латинского корня, а их разное звучание объясняется тем, что первое пришло к нам из английского языка, а второе из французского.

Жидкость разрыва должна быть достаточно вязкой и пластичной, чтобы удерживать проппант. При низкой вязкости требуется большой объем жидкости разрыва, поскольку значительная ее часть будет фильтроваться в пласт через стенки

трещины, чем снижается эффект расклинивания. При высокой вязкости фильтрация через стенки трещины существенно уменьшится, но вместе с тем возрастут потери при движении и снизится эффект расклинивания. В зависимости от проницаемости и температуры пород пласта на практике применяют жидкости разрыва вязкостью 0,03-0,5 Па*с и больше. Для сравнения вязкость воды составляет 1 сПз = 1 мПа*с = 0,001 Па*с

Жидкость-песконоситель используется для транспортирования песка по НКТ до забоя с последующим его переносом по трещинам вглубь пласта. Поэтому она должна обладать высокой пескоудерживающей способностью. Помимо переноса песка жидкость- песконоситель проталкивает впереди себя жидкость разрыва, благодаря чему продолжается углубление трещин.

Пескоудерживающая способность жидкости-песконосителя достигается введением в нее соответствующего загустителя, обращающего ее в гель. Загустителями для углеводородных жидкостей служат соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей и другие отходы нефтепереработки. Значительной вязко-пластичностью обладают нефтекислотные, солянокислые эмульсии, которые применяют для ГРП на месторождениях с карбонатными коллекторами.

В качестве сшивающего элемента часто используется бор (**B**), далее идут органометаллические сшиватели, такие как цирконий (**Zr**) и титан (***Ti***) и в меньшей степени сурьма (**Sb**) и алюминий (**Al**).

Загущенную попутную воду используют при проведении ГРП в обводненных скважинах.

Продавочная жидкость используется для того, чтобы ввести в трещины остатки песка из колонны. Иногда по требованию заказчика в стволе скважины оставляется около 500 кг проппанта. Остатки расклинивающего материала, равномерно распределенные на забое и в околоскважинном пространстве, создают высокопроницаемый канал. При

большом объеме продавочной жидкости входной участок трещины может освободиться от песка и при пуске скважины в работу он сомкнется, что снизит эффект от ГРП. Поэтому необходим точный расчет объем продавочной стадии

В большинстве случаев в качестве продавочной жидкости применяют жидкость на водной основе с незначительным добавлением полимера. Обычно вязкость такой жидкости не превышает 0,02 Па*с.

Брейкер. Трещина, заполненная гелем, не может быть каналом фильтрации при пуске скважины в работу. Поэтому гель должен быть разрушен и превратиться в легкоподвижную жидкость. Для этого в песконоситель вводят разрушитель геля, срабатывающий при повышении температуры до пластовой за время от завершения ГРП до освоения скважины. Разрушитель, или по-английски - брейкер, химики называют его деструктором.

Зависимости температуры в начале и конце трещины от длины приведены на рисунок 2.4. Деструктор обычно рассчитывают на среднюю температуру по длине трещины, так что разрушение геля постепенно идет от начала трещины к концу. Типичная зависимость температуры от времени приведена на рисунке 2.5. Зависимость длины трещины от времени приведена на рисунке 2.6.

Температура в трещине растет из-за трения. На конце трещины она определяется начальной температурой жидкости, в итоге должна сравняться с пластовой.

Расклинивающий агент

Одним из важнейших факторов успешности проведения ГРП является качество проппанта. Основная функция проппанта состоит в удержании трещины в открытом состоянии и обеспечении канала притока высокой проницаемости после того, как снимается давление нагнетания жидкости, а в некоторых случаях, проппант играет роль своеобразного клина – т.е. способствует более полному открытию образовавшихся или уже имеющихся трещин.

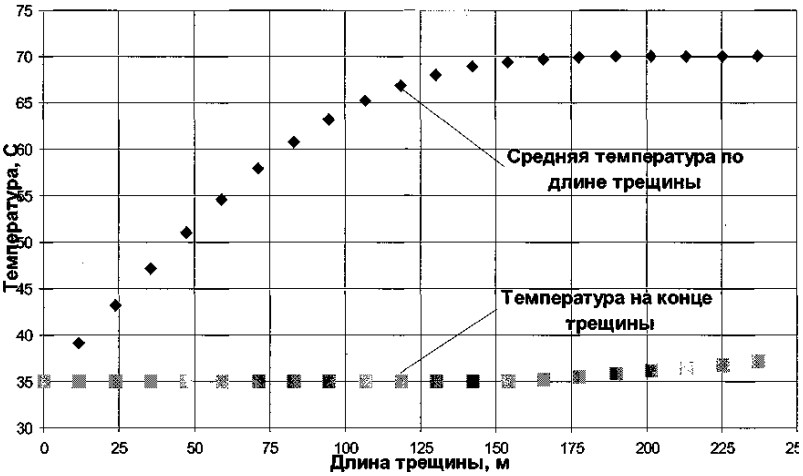


Рисунок 2.4 - Зависимость температуры от длины трещины

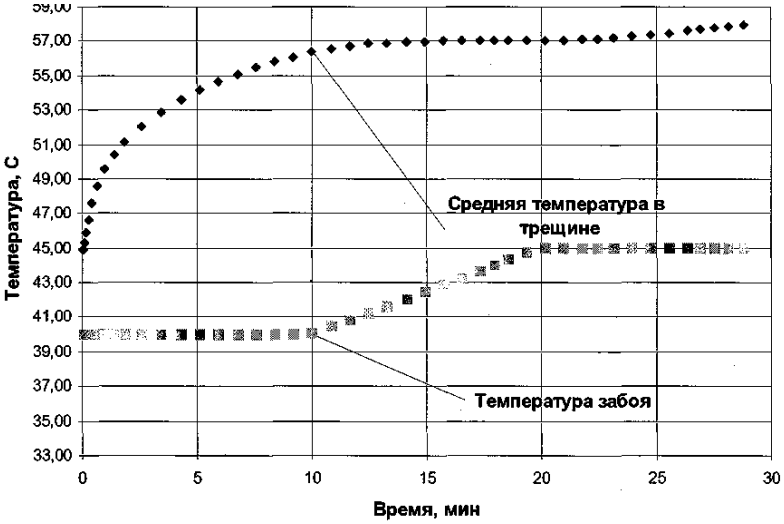


Рисунок 2.5 - Зависимость температуры от времени

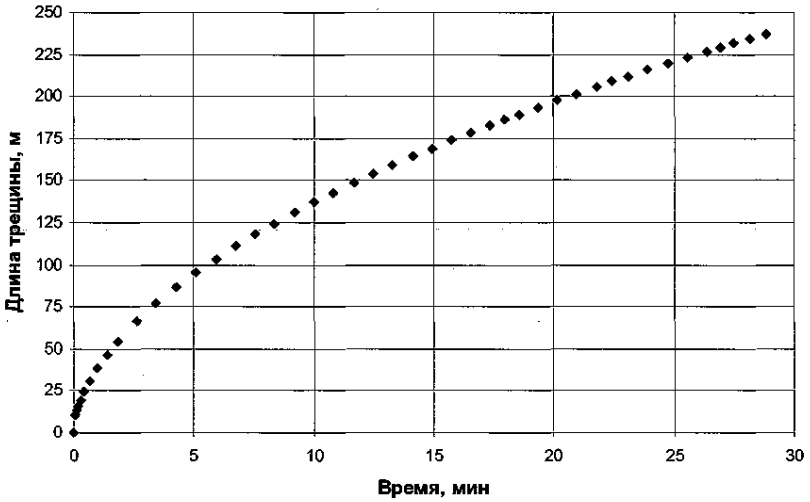


Рисунок 2.6 - Зависимость длины трещины от времени

Для выполнения вышеперечисленных целей проппант должен обладать следующими свойствами:

- ***прочность.*** Прочность является основным критерием при подборе проппантов для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта. В противном случае при снятии давления жидкости под давлением со стороны горной породы он разрушается, вследствие чего проницаемость его заполнителя падает. В глубоких скважинах минимальное напряжение – горизонтальное, поэтому образуются преимущественно вертикальные трещины. С глубиной минимальное горизонтальное напряжение возрастает приблизительно на 19 МПа/км. Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения: кварцевые пески – до 2500м; проппанты средней прочности – до 3500м; проппанты высокой прочности – свыше 3500м. Прочность проппанта должна быть достаточно высокой еще и для того, чтобы он не крошился при трении, потому что крошка будет снижать проницаемость внутри трещины при заполнении пор между зернами крошевом.

- ***округлость и сферичность.*** От округлости и сферичности гранул проппанта зависит плотность его упаковки в трещине, ее фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления. Также эти свойства влияют на гидравлические сопротивления во время закачки проппанта с высокой концентрацией.

- ***размер и однородность гранул.*** Размер влияет на проницаемость образовавшейся проппантной упаковки: чем больше размер – тем больше проницаемость, однако проппант большего размера гораздо труднее закачать на большие расстояния, однородность в свою очередь тоже влияет на проницаемость. Для иллюстрации зависимости проницаемости заполняющего объем трещины проппанта от его однородности укажем такой экспериментальный факт: если через сито 40 проходит 20%проппанта 20/40 , то его проницаемость снизится в 5 раз, а проницаемость песка 10/16 примерно на 50% выше проницаемости песка 10/20. Прочность проппанта снижается с увеличением размера гранул. Кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование проппанта более мелкой фракции, так как, за счет выноса из пласта мелко дисперсных частиц упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется и ее проницаемость снижается. Наибольшее применение получили проппанты с размерами гранул 0,425-0,85 мм (20/40 меш), реже 0,85-1,7 мм (12/20 меш), 0,85-1,18 мм (16/20 меш), 0,212-0,425 мм (40/70меш).

- ***плотность.*** Плотность проппанта определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. Проппанты высокой плотности труднее поддерживать во взвешенном состоянии в жидкости разрыва при их транспортировании вдоль трещины. Заполнение трещины проппантом высокой плотности может быть достигнуто двумя путями: использованием высоковязких жидкостей, которые транспортируют проппант по длине трещины с минимальным его осаждением, либо применением маловязких жидкостей при повышенном темпе их закачки.

Первоначально в качестве закрепляющего материала использовался тщательно просеянный кварцевый песок, плотность которого составляет приблизительно 2,65 г/см^3. Для увеличения проницаемости он многократно просеивается. Однако кварцевый песок, несмотря на свою прочность, является достаточно тяжелым и его трудно закачать в трещину на большие расстояния. Особенно длительно и широко использовался песок в качестве расклинивающего материала в Югославии, Турции, странах Восточной Европы и СССР, где имелось собственное оборудование для проведения ГРП, но отсутствовали достаточные мощности для производства дорогостоящих синтетических проппантов. Пески используются и сейчас при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа.

Затем внимание исследователей было остановлено на алюминиевой дроби, которая значительно легче песка, но и прочность ее намного меньше, что не обеспечивало удержания трещины в первоначально раскрытом состоянии. Следующим этапом в поисках лучшего расклинивателя был материал, приготовленный путем обжига бокситовой руды (сырья для получения алюминия). Бокситовая руда на 80% состоит из зерен корунда - второго по твердости минерала после алмаза. Корунд представлен оксидом алюминия $A1_2O_3$. Если в кристалле корунда 2% ионов алюминия заменятся ионами титана, то будет получен минерал голубого цвета - сапфир, который является драгоценным камнем 1-го класса. Если в твердом растворе присутствует небольшое количество окиси хрома Cr_2O_3, то кристаллы приобретают темно-красный цвет и переходят в разряд драгоценного камня - рубина. Корунд и рубин по прочности уступают только алмазу. Технические рубины применяют в промышленности, их искусственно выращивают. Рубиновые звезды, украшающие башни Кремля, за исключением цвета к рубину отношения не имеют и были изготовлены из рубинового стекла, получающегося при варке обыкновенного стекла с незначительной добавкой золота.

Высокопрочными также являются проппанты изготовленные из окиси циркония $2Ю_2$, которые к тому же и термически стойки, что необходимо на больших глубинах и при наличии трения, возникающего между гранулами проппанта, закачиваемого с большой концентрацией. Цирконий – химический элемент IV группы периодической таблицы Менделеева, химически очень стоек, на воздухе покрывается защитной пленкой ZiO_2, назван по минералу циркону, твердость которого 7-7,5 плотность 3,9-4,7г/см^3, Тпл =2900°С. Цирконий также используется как полирующий материал в производстве огнеупоров. Сверхпрочные проппанты, такие как спеченный боксит и окись циркония, используются при напряжении сжатия до 130 МПа, плотность этих материалов составляет 3,2-3,8 г/см^3. Использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой стоимостью.

Также применяют проппанты средней прочности. Среднепрочными являются керамические проппанты плотностью 2,7-3,3 г/см^3, используемые при напряжении сжатия до 69 МПа.

Кроме вышеперечисленных проппантов, в США применяется так называемый суперпесок – кварцевый песок, зерна которого покрыты специальными смолами, повышающими прочность и препятствующими выносу частиц раскрошившегося проппанта из трещины. Плотность суперпеска составляет 2,55 г/см^3. Производятся и используются также синтетические смолопокрытые проппанты, основным назначением которых является применение в качестве связывающего материала. Смоляное покрытие под действием температуры скрепляет вместе зерна проппанта после того, как они размещены в трещине. Эта местная связь часто предотвращает обратное поступление проппанта из трещины в скважину, уменьшая при этом повреждение скважинного оборудования. Покрытие смолой также распределяет точечную нагрузку и позволяет материалу нижележащего пласта выдерживать большее напряжение, чем это возможно при использовании обычных проппантов. Покрытие смолой,

таким образом, размещает зерна проппанта в капсулы, что предотвращает миграцию хрупких мелких осколов в процессе притока жидкости. Кроме того, покрытие смолой эффективно при сопротивлении разрушению в пластах с содержанием минерализованных вод и сырой нефти при температурах до 150°С.

В последние годы зарубежные фирмы стали выпускать облегченные проппанты, характеризующиеся пониженной плотностью. Некоторые из них за счет своей плотности могут удерживаться на поверхности воды.

Вынос проппанта из трещины после ГРП – довольно частое явление, которое проявляется в первую очередь в отказе ЭЦН раньше положенного срока. Например, в скважине № 5023 Северо-Даниловского месторождения после 55 дней работы (при норме 240 суток) отказал ЭЦН. При спуске нового насоса забой был промыт и в желобной емкости обнаружено 60 т проппанта. При первой промывке сразу после ГРП из той же скважины вымыло 50 т проппанта, и если вынос проппанта в желобную систему в первый раз можно было бы объяснить некачественно проведенной операцией ГРП с оставленной пробкой на забое, то второй вынос его обнаружение обязано только выносу проппанта из трещины

На том же Северно-Даниловском месторождении было установлено, что при значительном мгновенном приросте дебита сразу после ГРП (24 т\сут). Через 2-2,5 года дебит уменьшается до первоначального, что приводит к необходимости повторного ГРП.

При первом ГРП мгновенный эффект составил 20 т/сут, при втором 24 т/сут, но как и в первом случае продолжался только 2 года.

Давление гидроразрыва и характеристики трещин

Первоначально предполагалось, что при ГРП образуются только горизонтальные трещины по плоскостям напластования, подобно тому, как расслаивается отобранный из пласта керн. Поэтому ГРП вошел в практику под названием расслаивание при флудинге, т.е. при закачке жидкости.

В последующем, по мере накопления данных, было замечено, что давление разрыва где-то бывает меньше горного, иногда значительно, и оно недостаточно, чтобы вызвать подъем в вертикальном направлении. Поэтому пришли к выводу, что на больших глубинах пласта образуются вертикальные трещины, для создания которых нужно преодолеть боковое давление, которое меньше горного.

Иногда возможны ситуации, когда и на больших глубинах образуются горизонтальные трещины, если верхняя часть разгружена из-за вытекания в скважину пластичных глин (Желтов Ю.П., Христианович С.Г.). Разгрузка может произойти и при наличии нескольких каверн над объектом ГРП, как было установлено сотрудником БурНИПИ Б.М.Блиновым при обосновании способа цементирования обсадных колонн совмещением прямой и обратной закачки тампонажного раствора. После тампонирования скважин на эффект разгрузки, по-видимому, нельзя рассчитывать.

По опытным данным на месторождениях Западной Сибири устьевое давление ГРП в большинстве случаев заключено в пределах 350-450 атм, т.е. немного больше, чем при самопроизвольном гидроразрыве. Причиной является потеря давления при прокачке геля в трещину, особенно на начальном этапе.

Ориентация трещин

Ориентация трещин, образуемых при ГРП, имеет важное значение не только для теории но и для практики.

Пласт на глубине находится в напряженном состоянии, характеризующемся тремя основными напряжениями: вертикальным, являющимся наибольшим в случае глубокозалегающего пласта (более 500 м), и двумя горизонтальными – большим и меньшим. Гидравлический разрыв будет проходить по нормали к меньшим напряжениям, что практически всегда приводит к появлению вертикальных трещин. Направление трещины определяется естественным состоянием напряжения породы.

В самом деле, если заранее быть уверенным в том, что будут образованы горизонтальные трещины их, можно проектировать в качестве экранов для отделения нефти от верхнего газа или от нижней воды. Иначе, образуя вертикальную трещину вместо горизонтальной, мы свяжем газовую часть залежи с нефтяной и ухудшим условия отбора нефти. Кроме того, предвидение возможной ориентации трещины позволяет прогнозировать давление их смыкания, т. е. то давление, под которым будет находиться зернистый материал в период эксплуатации скважины, и тем самым подобрать необходимую прочность проппанта, чтобы уберечь его зерна от разрушения. Проппант имеет высокую проницаемость только тогда, когда он однороден, при разрушении образуется тонкая пыль (крошево), которая засоряет поры.

При проектировании гидроразрыва необходимо знать, секут ли вертикальные трещины весь пласт от кровли до подошвы, включая опесчаненые и глинистые пропластки друг за другом, или только песчаные, не затрагивая глин. Решение этого вопроса лежит в правильно подобранной модели стрессов – градиентов давлений на различных глубинах продуктивного пласта. Такая модель составляется инженером-проектировщиком на основе данных ГИС, параметров соседних скважин, а также результатов обработок, возможно проводившихся ранее на этом пласте. Далее модель корректируется. Перед основной обработкой проводится тест эффективности жидкости – миниГРП – состоящий из нескольких стадий и имитирующий ГРП в меньшем объеме. В пласт закачивается сшитый гель с добавлением 1-2 тонн проппанта. Объем геля, как правило, равен 15-20% от объема жидкости основного ГРП. По величине устьевого давления в конце закачки, а также характеру и времени его падения определяются градиенты давления пород пласта в интервале обработки.

Замечено, что вертикальные трещины, как правило, направляются в сторону пониженного пластового давления. Поэтому опасно проводить нерегулируемое заводнение

истощенного пласта. Имелись случаи самопроизвольного гидроразрыва и образования сквозных трещин от нагнетательной скважины к соседней добывающей. Поэтому давления и приемистость нагнетательных скважин при заводнении пластов с посаженным давлением необходимо регулировать. Остается неясным как проводить такого рода регулирование. Если предположение о том, что трещина распространяется в сторону пониженного давления подтвердится, то проведением ГРП вблизи работающей нагнетательной скважины не будет вызывать опасений, поскольку трещины развернуться перпендикулярно линиям тока, и не приведут к преждевременному обводнению.

Определение длины трещины, образованной при ГРП

Будем исходить из предположения, что при ГРП создается одна вертикальная трещина в обе стороны от скважины.

Длина трещины определяется по объему закачанного в нее проппанта. Обычно задается не объем, а вес проппанта. Он может быть найден по удельному весу π = 2,5 т/м3. Так если закачано 10 т проппанта, то его объем в монолите составляет 10/2=4 м3.

Поскольку проппант зернистый материал, то для то для определения объема следует учесть пористость m внутри трещины, которую принимают равной m=0,2. Тогда объем засыпа составит:

$$V = \frac{4}{1-0,2} = 5м3 \qquad (2.7)$$

Рассмотрим случай образования одной трещины, расположенной по обе стороны от скважины общей длиной *l*. В таком случае длина одного крыла составит ½ *l*.

Раскрытость трещины определяется по диаметру зерна проппанта. Согласно многочисленным исследованиям ширина трещины должна быть равной $\delta=(5\div6)d$.

Объем трещины при мощности пласта h составляет:

$$V_т = \delta * h * l \qquad (2.8)$$

Отсюда длина трещины:

$$l = \frac{Vm}{\delta * h} \qquad (2.9)$$

Примем Vт объем закачанного проппанта равным 5 м3. Тогда длина при h=10 м и d=5 мм будет составлять:

$$l = \frac{5}{5*10^{-3}*10} = 100 м \qquad (2.10)$$

Обычно упаковка проппанта бывает менее плотной m<0,2, а часть оседает на дно трещины и потому длина трещины бывает короче определенной выше.

Рабочая жидкость действует на кончик трещины как клин, что приводит к постепенному ее удлинению. Постепенность не обязательно требует больших затрат времени. Трещины очень часто распространяются со скоростью пистолетной пули. В случае ГРП распространение трещины будет происходить со скоростью, с которой подается жидкость в образованную трещину. Если рабочая жидкость содержит дисперсные частицы – мехпримеси, проппант – то условием проникновения ее будет ширина трещины не менее 3 диаметров частиц.

При ГРП также давление на породу приводит к образованию в ней небольших трещин, в которые проникает жидкость разрыва и расклинивает их, образуя пространство, в которое внедряется рабочая жидкость. Тем самым объем рабочей жидкости, если она не просачивается через стенки трещин, полностью соответствует объему породы, сжатой в радиус трещиноватой зоны R. Отсюда вытекает равенство:

$$V_{см} = \sigma \cdot \rho \cdot \pi \cdot R \cdot H \qquad (2.11)$$

Пусть $V_{см}$ = 73 м^3; H = 10 м; $\sigma\rho$ = 30 ат; β =2*10^{-6} 1/ат, тогда R = 65 м

Определенный таким образом R – это завышенный радиус трещиноватой зоны, поскольку β =2*10^{-6} 1/ат соответствуют коэффициенту объемного сжатия породы внутри круга радиусом R без учета выпучивания пород за его пределы.

Оценка дебита скважины с перекрытым песчаной пробкой забоем

Для оценки этой величины предполагается, что пласт вскрыт открытым стволом без обсадной колонны, т.е.

полностью игнорируются сопротивления за счет несовершенства по характеру и степени вскрытия и перекрыт до самой кровли песчаной пробкой, проницаемость которой K_1 может быть значительно выше, чем проницаемость пласта К. Тем самым имитируется засыпка ствола проппантом.

Согласно решению Маскета, упрощенный им дебит такой скважины определяется формулой:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln \frac{r_k}{r_c} + C}, \qquad (2.12)$$

где $r_к$, $r_с$ - радиусы контура питания и скважины по долоту,

kh/μ - гидропроводность пласта,

μ - вязкость жидкости,

ΔP - перепад давления,

С - коэффициент несовершенства скважины.

$$C = \frac{4}{\rho^2 \chi} \cdot \frac{\pi r^2}{\delta} - \sum_{n=1}^{n} \lambda_n \qquad (2.13);$$

$$\lambda_n = n^2 \left[0{,}5\rho\chi - \ln\left[1 - \frac{1}{\rho_n} \right] \right] \qquad (2.14);$$

$$\rho = \frac{r_c}{h}; \qquad \chi = \frac{k_1}{k} \qquad (2.15)$$

Заметим, что данное выражение для С не совпадает с найденным точным решением Маскета, а является достаточно хорошим его приближением.

Для больших $n\lambda_n$ имеет порядок $1/n^3$ и потому для больших N:

$$S_n = \sum_{N=1}^{N} \lambda_n \approx A + \frac{B}{N^2} \qquad (2.16)$$

Очевидно тогда, что сумма $S_\infty = A$, и этот предел А можно найти по двум значениям $S_N = S_{100}$ и $S_{1,5N} = S_{150}$ так

$$S_N = A + \frac{B}{N^2}, \; S_{100} = 1{,}3683 \qquad (2.17)$$

$$S_{1,5N} = A + \frac{B}{2{,}25N^2}, \quad S_{150} = 1{,}36687 \qquad (2.18)$$

Используя эти два значения можно найти такое приближение для А:

$$S_{1,5N} = A + \frac{B}{2{,}25N^2} \qquad (2.19),$$

$$S_N = A + \frac{B}{N^2} \qquad (2.20),$$

Отсюда, исключая B/N^2 находим $2{,}25S_{1,5N} - S_N = 1{,}25A$, т.е.

$$A = \frac{S_{1,5N} - S_N}{1{,}25} = 1{,}366907 \qquad (2.21)$$

Полагая $r_к = r_c = 2000$, $K_1/K=200$, $r_c=0.75$м, $\rho=0{,}001$, т.е. $r_c=0{,}075$м, h=7,5м

Находим для дебита q по сравнению с q_0 при C=0 величину $q/q_0=0{,}58$, т.е. дебит скважины с засыпанным забоем составляет только 58% от дебита скважины с чистым забоем, и эта величина получается при условии, что проницаемость пробки в 200 раз больше проницаемости пласта.

Основные принципы выбора скважин для проведения ГРП

Комплексный подход к проектированию гидравлического разрыва пласта требует рассмотрения этой технологии не только как средства обработки призабойной зоны скважин, но и как элемента системы разработки. В связи с этим существуют следующие основные принципы выбора скважин для ГРП.

1. Выявление скважин с загрязненной призабойной зоной

2. Целесообразность проведения ГРП не во всех добывающих скважинах
3. Высокая эффективность гидроразрыва в нагнетательных скважинах
4. Учет ориентации трещин
5. Расстановка скважин при проектировании разработки
6. Учет возможных осложнений в процессе ГРП
7. Анализ геологического строения объекта
8. Использование математического моделирования
9. Проведение экономического анализа при выборе скважин

Выявление скважин с загрязненной призабойной зоной

В скважинах с загрязненной призабойной зоной наблюдается падение добычи жидкости при сохранении тех же условий эксплуатации, более низкие значения дебита по сравнению с расположенными поблизости скважинами данного месторождения. Выявление таких скважин осуществляется на основе промысловых данных либо в результате расчета. Расчетный метод состоит в следующем: оценивается радиус области дренирования скважины и вычисляется дебит жидкости по формуле Дюпюи; если расчетный дебит значительно выше фактического, то можно предположить, что имеется загрязнение призабойной зоны. Кроме того, ухудшение коллекторских свойств в призабойной зоне может быть выявлено по результатам гидродинамических исследований. Трещины гидроразрыва обеспечивают связь скважины с областью пласта с естественной проницаемостью. Гидроразрыв в скважинах с загрязненной призабойной зоной позволяет не только восстановить первоначальную добывную способность скважин, но и добиться ее значительного превышения. Увеличение производительности скважины после ГРП определяется соотношением проницаемостей пласта и трещины и размерами трещины. Причем дебит скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины. Существует предельное значение длины трещины, превышение которого не приводит к росту дебита жидкости.

Целесообразность проведения ГРП не во всех добывающих скважинах

Расчеты показывают нецелесообразность обработки всех добывающих скважин, так как при этом достигается незначительный прирост дебита системы по сравнению со случаем, когда обработана лишь часть скважин. Так, например, для пяти- и обращенной семиточечной систем расстановки скважин обработка всех добывающих скважин по сравнению со случаем, когда обработана лишь половина скважин (через одну), приводит к увеличению среднего дебита всего на 5–13 %. Для обращенной девятиточечной системы прирост дебита при проведении ГРП во всех добывающих скважинах по сравнению со случаем, когда обрабатываются лишь скважины, расположенные в середине сторон элемента, составляет менее 5 %. Для трехрядной системы обработка всех добывающих скважин или только скважин первого и третьего рядов дает практически одинаковый результат.

Высокая эффективность гидроразрыва в нагнетательных скважинах

Расчеты показывают высокую эффективность проведения ГРП в нагнетательных скважинах для обращенных семи-, девятиточечной и трехрядной систем расстановки скважин. Гидроразрывы в добывающих скважинах не приводят к ожидаемому приросту добычи нефти, если они не обеспечиваются необходимым объемом закачки или энергетической “поддержкой” со стороны пластовой системы. Кратное увеличение дебита системы в результате ГРП происходит лишь при одновременной обработке добывающих и нагнетательных скважин.

Учет ориентации трещин при гидроразрыве в обводненных добывающих скважинах в краевых зонах пласта и в рядных системах разработки

Влияние ориентации трещин на обводненность после ГРП оказывается наиболее существенным при рядных системах расстановки скважин и в краевых зонах пласта. В этих случаях ориентация трещин является важным фактором, определяющим

долю воды в продукции скважин после ГРП. Возможны как резкое падение, так и быстрый рост обводненности. Время, в течение которого затем восстанавливается первоначальное значение, может быть сопоставимо с продолжительностью эффекта ГРП. Если трещина ориентирована параллельно нагнетательному ряду или водонефтяному разделу, то гидроразрыв приведет к замедлению роста обводненности или даже к значительному снижению этого показателя. В данном случае эффективность ГРП даже в обводненных скважинах может оказаться достаточно высокой. Если трещина ортогональна водонефтяной границе или нагнетательному ряду, то эффект ГРП может оказаться отрицательным. В случае благоприятной ориентации трещин целесообразно проведение повторных ГРП для получения дополнительного эффекта.

Для площадных систем разработки эффекты, связанные с изменением обводненности из-за различной ориентации трещин, носят непродолжительный и менее выраженный характер, поэтому их можно не учитывать.

Расстановка скважин при проектировании разработки новых месторождений или участков с применением ГРП

Образование трещины гидроразрыва приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, изменению геометрии области дренирования и динамики обводнения добывающих скважин. Учет ориентации трещин при проектировании системы разработки с использованием ГРП дает возможность замедлить процесс обводнения скважины при одновременном увеличении добычи жидкости. Если предполагается применение рядной системы расстановки скважин, то по возможности следует ориентировать ряды вдоль направления трещин. Если трещины параллельны водонефтяному контакту, целесообразно располагать добывающие скважины в краевой зоне в виде ряда вдоль этого направления. Эффективным может оказаться увеличение расстояния между скважинами в направлении распространения трещин и уменьшение расстояния в ортогональном

направлении, при этом площадь дренирования скважины может остаться прежней.

Учет возможных осложнений в процессе ГРП

Осложнения в процессе ГРП возможны, прежде всего, за счет прорыва по трещинам газа или воды. Толщина естественных барьеров, отделяющих продуктивный коллектор от выше- или нижележащих газо- или водонасыщенных пластов, как правило, должна быть не менее 4,5–6 м. Вертикальная трещина развивается по высоте обычно за счет роста вверх; в направлении развития трещины может находиться водо- или газонефтяной контакт. В добывающих скважинах, дающих продукцию с высоким содержанием воды или газа, как правило, проводить ГРП нежелательно.

Анализ геологического строения объекта

Выбор скважин для ГРП должен осуществляться на основе геологической модели пласта. По каждой скважине необходимо учитывать результаты геофизических исследований, а также всю информацию, полученную в результате гидродинамических исследований, промыслового анализа и т.п.

Выявление линз и продуктивных зон пласта, не дренированных или слабо дренированных ранее, и последующее создание протяженных трещин гидроразрыва, обеспечивающих связь скважины с этими зонами, позволит повысить коэффициент нефтеизвлечения, что обеспечит высокую эффективность ГРП. Для этого в каждом конкретном случае необходим анализ геологического строения пласта.

Проведение ГРП в скважинах, вскрывающих низкопроницаемые включения, приводит к значительному повышению производительности этих скважин. Гидроразрыв в скважинах, оказавшихся в непроницаемых линзах небольших размеров, позволит ввести эти скважины в эксплуатацию. Если размеры включения или линзы относительно невелики, эффективным окажется гидроразрыв с созданием трещины, выходящей за пределы включения. Особую актуальность в этой ситуации приобретает знание ориентации трещины, поскольку

это позволит подобрать размер трещины таким образом, чтобы она выходила за пределы включения. В некоторых случаях ГРП в нагнетательных скважинах создаст возможность для заводнения новых пропластков, которые до этого были изолированы от нагнетания.

Определение рекомендуемой длины трещины в условиях неоднородного пласта должно осуществляться на базе детерминированной геологической модели и с учетом реального направления трещин. Расчеты рекомендуется проводить с использованием математической модели, позволяющей рассчитывать фильтрацию в пласте с трещинами гидроразрыва.

Использование математического моделирования

Априорные оценки, выполненные без учета детального геологического строения объекта, не могут выявить многие конкретные особенности фильтрационного процесса. Неоднородность пластов оказывает сильное влияние на происходящие в них процессы. Поскольку истинная структура неоднородного пласта недоступна непосредственному изучению, а современные математические модели, используемые при проектировании, не позволяют учесть явно многие детали строения пласта (например, неоднородности мелкого масштаба и т.п.), то использование методов усреднения и расчета эффективных параметров – проницаемости, пористости, модифицированных фазовых проницаемостей – является неотъемлемым элементом построения геолого-гидродинамической модели объекта. При этом, естественно, крупномасштабные неоднородности, доступные непосредственному наблюдению, такие как уверенно выделяемые зоны, слои и прослои, включения неколлектора, должны быть учтены в модели явно. Только детальное математическое моделирование позволяет учесть влияние интерференции скважин и неоднородности пласта, оценить запас пластовой энергии и наметить для ГРП нагнетательные скважины. Интерференция приводит к тому, что ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин. В некоторых скважинах отмечается неувеличение или даже

снижение добычи нефти по сравнению с вариантом без ГРП. Поэтому для принятия решения по выбору скважин для обработки необходимо произвести расчеты базового варианта (без ГРП) и вариантов с гидроразрывами в различных скважинах на базе детальной трехмерной геолого-математической модели объекта. Технологически эффективные варианты должны характеризоваться минимальным количеством гидроразрывов при максимальных уровнях отбора нефти.

Использование экономического анализа при выборе скважин

При комплексном подходе к проектированию разработки с применением ГРП технико-экономическая оценка эффективности этого метода должна проводиться не для отдельных скважин, а для объекта в целом. Должны учитываться затраты на проведение ГРП, прирост добычи нефти в целом по объекту, увеличение добычи жидкости и др. Целесообразно сопоставление варианта с ГРП с другими технологиями, например, с бурением горизонтальных скважин. В случае локального ГРП рекомендуется оценка технологической и экономической эффективности этого метода по сравнению с другими средствами обработки скважин (кислотные обработки, глубокая перфорация и др.).

2.2 Механизмы и оборудование, применяемые при производстве ГРП

Оборудование ГРП претерпело серьезные изменения, начиная с 1949 г., когда была проведена первая обработка пласта этим методом. Первые работы подразумевали ручное добавление около 5 мешков песка фракции 20 в 3 м3 жидкости (около 250 кг/м3). Затем смесь закачивалась в скважину с использованием трехплунжерного насоса мощностью 300 л.с. Такие насосы часто применялись при проведении кислотных обработок и цементировании скважин.

В наши дни концентрация песка или проппанта на единицу объема жидкости существенно увеличилась и достигает

1200 кг/м3 и выше. Проппант и технологическая жидкость проходят через блендер, где они перемешиваются и подаются в насосы высокого давления. Затем через манифольд высокого давления смесь закачивается в скважину.

В зависимости от назначения, оборудование ГРП используется для замеса жидкости разрыва, создания высокого давления, транспортировки расклинивающего агента и общего управления процессом обработки с использованием современных компьютеров.

В наши дни качество замешиваемых жидкостей контролируется компьютером. Программе задаются необходимые концентрации, которые автоматически поддерживаются во время работы в независимости от изменяющейся скорости закачки. Такие параметры как уровень жидкости в чане, скорость вращения миксера и давление также контролируются автоматически. Тем самым снижается риск ошибок, связанных с человеческим фактором.

Насосы, использовавшиеся в 1949 г. имели мощность 300 л.с. В наши дни они заменены современными насосами, развивающими более 2000 л.с. Контролируемое центральным компьютером насосное оборудование позволяет следить за давлением и расходом жидкости в автоматическом режиме.

Контроль за обработкой также претерпел существенные изменения. Манометры давления, секундомеры и аппараты, строящие графики, ушли в прошлое. На смену им пришло современное компьютерное оборудование. Сегодня в режиме реального времени может быть отслежено и записано более 1000 индивидуальных параметров. Эти параметры включают в себя давление, температуру, расход жидкости, уровень pH, концентрации необходимых добавок и проппанта. Все эти параметры могут быть приведены к забойным условиям и выведены на дисплей во время обработки. Множество параметров оборудования также оценивается в течение обработки. В дальнейшем эта информация используется при обслуживании и ремонте, а также в ходе модернизации используемой техники.

Правильный подбор и компоновка техники при ГРП очень важны для успеха операции. На рисунке 2.7 показано основное оборудование в порядке его расстановки от источника воды до устья скважины.

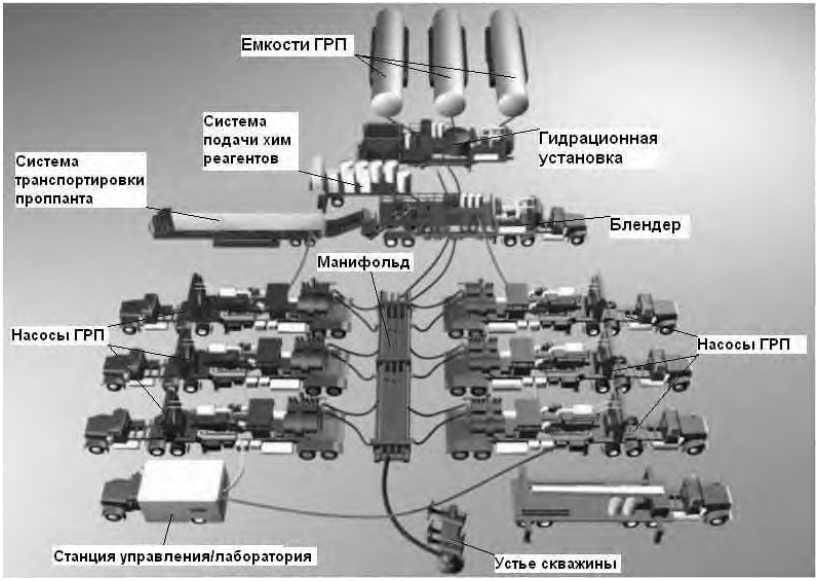


Рисунок 2.7 - Схема расстановки оборудования

Емкости ГРП

Емкости объемом 60-80 м3 используются для размещения жидкости ГРП (рисунок 2.8). Такие емкости оборудованы шасси и могут быть перевезены после окончания работы. Емкости могут быть как в горизонтальном, так и в вертикальном исполнении. При использовании в районах низких температур возможно наличие теплоизоляции. Для соединения емкостей используется распределительный манифольд. Количество емкостей зависит от величины обработки.

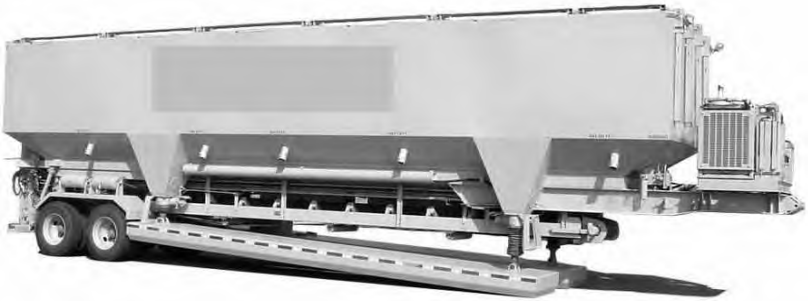


Рисунок 2.8 - Емкость для размещения жидкости ГРП

Система подачи проппанта

Существуют различные варианты подачи проппанта в блендер. Один из них заключается в использовании специального конвейера, установленного на шасси. Над лентой конвейера находится емкость для загрузки проппанта, разделенная на несколько секций. Каждая секция имеет свою воронку, что позволяет использовать их одновременно. Грузоподъемность такого конвейера варьируется от 60 до 200 т. Тоннаж зависит от максимальной концентрации проппанта и объема работы. На небольших ГРП возможно использование «песковозов» - специальных автомобилей, перевозящих в закрытом кузове до 40 тонн проппанта. Еще одним вариантом подачи расклинивающего материала является использование конвейерной ленты, расположенной между вертикальными буллитами, каждый из которых может разместить в себе до 60 т проппанта. Обычно, такие буллиты производят двухсекционными, что позволяет загружать в них проппант разного фракционного состава.

Приготовление раствора и замешивание жидкости ГРП

Существует два метода замешивания раствора перед закачкой:

Первый метод - замешивание в емкостях ГРП. Этот метод позволяет легко контролировать качество и

консистенцию жидкости, и поэтому он нравится операторам ГРП, но в нем есть свои недостатки. Если происходит задержка закачки, загеленная жидкость может быстро испортиться, особенно при высокой температуре окружающей среды. А также, неиспользованная жидкость представляет собой определенную опасность с точки зрения экологии, и должна утилизироваться соответствующим образом.

Второй метод – замешивание жидкости по мере необходимости. Такой способ часто называют замесом «на лету» или «в поток». Химия, гель и сшиватель замешиваются в гидратационной емкости (рисунок 2.9) с водой для образования жидкости ГРП. Важно, чтобы у геля было достаточное время нахождения в емкости для его полной гидратации до момента подачи в блендер. Для должной гидратации необходимо регулировать уровень pH. Это очень деликатная операция, особенно при высокой температуре окружающей среды. Гидратационная система способна эффективно перемешивать как сухие, так и жидкие химреагенты. При ее непрерывной работе минимизируется проблема, связанная с перемешиванием полимеров, которые добавляются в жидкой форме, и тем самым исключается необходимость использования блендера для замеса жидкости. Дозирующие насосы, подключенные к основным нагнетательным линиям, необходимы для подачи химии в жидкость ГРП. Данные рабочего процесса из гидратационной системы передаются по кабелю в компьютерную станцию управления и постоянно отслеживаются в течение всего процесса ГРП.

Блендер

Автономный блендер на шасси замешивает воду, гель, песок, и другие химреагенты, превращая в однородную смесь. Блендер часто называют «сердцем» рабочего процесса ГРП (рисунок 2.10). Он подсоединен к системе подачи жидкости ГРП минимум 4-мя 4-дюймовыми гибкими шлангами. Выход жидкости из блендера идет к манифольду низкого давления через гибкие шланги, или напрямую к насосам в случае, если обработка ГРП не велика. Блендер должен обладать

достаточной мощностью и быть откалиброван для подачи сухой и жидкой химии при низком расходе. Работа блендера определяется объемом и скоростью подачи, с которой он может транспортировать проппант. Данные с блендера также передаются по кабелю в компьютерную станцию управления.

Рисунок 2.9 - Гидратационная установка

Рисунок 2.10 - Блендер

Манифольд высокого/низкого давления

Манифольд высокого/низкого давления может быть установлен на шасси (рисунок 2.11), на прицепе или скиде. Манифольд низкого давления используется для соединения нагнетательной части блендера с всасывающей стороной

насосов ГРП. Стандартный манифольд может одновременно обслуживать 8 насосов ГРП. Все соединения на манифольде низкого давления оборудованы дроссельной задвижкой.

Рисунок 2.11 - Манифольд высокого/низкого давления

Сторона высокого давления на манифольде соединяется патрубком высокого давления с нагнетательной частью насосов ГРП, а затем с устьем скважины. Задвижка ГРП используется для того, чтобы физически соединиться с устьем. Каждая линия, идущая к манифольду высокого давления или от него, оборудована обратным клапаном и изолирующим клапанами, рассчитанными на 1000 атм.

Манифольд высокого давления

Для небольших ГРП (например, когда насосы ГРП подключены напрямую к блендеру), для соединения нагнетательной стороны насоса и устье скважины, используется обычный (односторонний) манифольд высокого давления. И конечно, применяются обратный и изолирующий клапаны.

Насосы ГРП

Если блендер называют «сердцем», то насосные агрегаты служат «мышцами» в процессе ГРП (рисунок 2.12). Они берут жидкость ГРП при низком давлении (около 4 атм) и

создают необходимое давление на выходе. Объемные насосы плунжерного типа бывают нескольких размеров. Самыми распространенными являются триплексные насосы (трехплунжерные). Сейчас также завоевывают популярность пятиплунжерные насосы, поскольку они способны перекачивать больше жидкости, и с большим давлением, чем трехплунжерные. Гидравлическая мощность этих насосов варьируется от 1000 л.с. в ранних моделях до более 2000 л.с. у более современных пятиплунжерных насосов.

Рисунок 2.12 - Насос ГРП

Насосы ГРП могут быть установлены на шасси и на прицепе. Они оборудованы задвижками высокого давления и управляются дистанционно через кабель.

Станция управления

Все оборудование, скорость подачи и давление отслеживается центральным пунктом управления рабочим процессом, который часто называют «Компьютерный центр» (рисунок 2.13). Данные показываются на экранах, записываются, обрабатываются и распечатываются поминутно в станции сбора данных. По минимуму, дисплей в постоянном режиме работы отражает данные подачи жидкости,

концентрации проппанта, давления на устье и в затрубном пространстве и время от начала работы.

Рисунок 2.13 - Станция управления

Полевая лаборатория

Передвижная химическая лаборатория (рисунок 2.14) используется для «отбора образцов» и их тестирования до и во время работы. Типичная передвижная лаборатория включает, как минимум, следующее: индикатор PH, температурный датчик, сито для тестирования проппанта и механический шейкер, лабораторные весы, смеситель, водяную баню, плотномер, а также другие предметы, такие как стаканы, перчатки, фильтры, справочники и инструкции. Лаборатория обычно оборудуется собственным генератором для обеспечения питанием всего имеющегося в ней оборудования.

Коммуникация

Весь персонал, участвующий в процессе ГРП, должен поддерживать постоянную двухстороннюю коммуникацию с мастером в течение всей работы. Оборудование для коммуникации обычно встроено в Компьютерный центр и представляет собой комплект многоканальных раций.

Спутниковая связь доносит ситуацию на месторождении до заказчика, предоставляя информацию в реальном времени. Доступность спутниковой связи становится приоритетной необходимостью для всех географически удаленных работ по ГРП.

Рисунок 2.14 - Передвижная химическая лаборатория

Оборудование для контроля и вспомогательный персонал.

Хотя большая часть оборудования может подключаться и отслеживаться из станции управления, оно должно быть расставлено так, чтобы мастер мог обозревать его основные компоненты.

К станции управления как минимум должны быть подключены блендер, гидратационная установка, и датчики в линии высокого давления. Насосы могут быть одновременно подключены к боксу-коробке и управляться дистанционно.

В центре сбора данных, мастер координирует работу операторов и оборудования; инженер сервисной компании наблюдает за передачей данных в процессе работы и поддерживает связь с представителем компании Заказчика. Наблюдатели, если позволяет место, могут находиться в Центре сбора данных.

Во время обработки один человек находится вблизи линии высокого давления и устьевой задвижки, один человек

контролирует систему подачи песка, несколько человек следят за уровнем жидкости в емкостях. Операторы блендера и гидратационной установки находятся возле пультов управления и осуществляют дополнительный контроль работы оборудования. Топливозаправщик расположен на кусту таким образом, чтобы оператор по мере необходимости мог заправить оборудование во время закачки.

По меньшей мере, один лаборант должен присутствовать в полевой лаборатории, отбирать образцы геля и наблюдать за качеством жидкости ГРП. Эти данные передаются в компьютерный центр. Иногда, по требованию заказчика образцы геля отправляются на дальнейшее тестирование.

Стандартная процедура контроля качества ГРП

Перед каждой работой ГРП проводится тестирование качества всех жидкостей и проппанта. Сам процесс должен тщательно контролироваться, чтобы, во-первых, внести необходимые изменения в первоначальный дизайн, и во-вторых, чтобы возможные ошибки в процессе работы могли получить соответствующую оценку при расследования их причин.

Перед началом закачки в каждой емкости ГРП замеряется объем, а жидкость тестируются на удельный вес, pH, и температуру. Проба воды из каждой емкости тестируется с гелеобразующим агентом на вязкость и время сшивания. Проводится ситовый анализ проппанта, который позволяет определить его фракционный состав. Перед началом работы проводится инвентаризация всей имеющейся на кусту химии. Во время работы отбираются и тестируются пробы геля с буферной стадии, а также с каждой стадии с проппантом. После окончания обработки подписывается полевой акт о проведенном ГРП, заверяются формы контроля качества проппанта и жидкости ГРП. По требованию представителя компании заказчика в электронном виде передаются все данные, полученные во время обработки.

2.3 Общие результаты эффективности ГРП на верхнеюрских коллекторах

На верхнеюрских пластах, обладающих пониженной проницаемостью (в среднем 17 мД), но большой мощностью (более 10 м) в больших объемах применяется технология ГРП. В работе представлены результаты проведенного анализа эффективности 1305 операций ГРП (из них 397 повторных) на Пермяковском, Хохряковском и Кошильском месторождениях, средних по запасам. Месторождения располагаются в Нижневартовском районе неподалеку друг от друга и имеют схожие ФЕС.

На Кошильском месторождении проведение ГРП оказало значительное влияние на технологические показатели разработки, что дает основание говорить о неотъемлемости данного мероприятия для разработки месторождения применительно к рассматриваемым геологическим условиям [18].

Для подтверждения данной гипотезы рассмотрим один блок разработки Кошильского месторождения (рисунок 2.15), характеризующийся низкими ФЕС (Кпр – 8,4 мД, Красчл – 6,7). Входной дебит нефти по участку соответствовал значению 7,8 т/сут, в течение разработки данный показатель снизился до 2,3 т/сут по причине низкой продуктивности скважин ввиду низких ФЕС. В данном блоке особо эффективным оказалось проведение большеобъемного ГРП (закачка проппанта более 30 т) с очаговым заводнением в период 2002 – 2003 гг., что позволило поднять дебиты жидкости до 25 - 50 т/сут при значениях дебита нефти 10,2 т/сут.

Более чем четырехкратное увеличение отборов нефти блока отразилось на характеристике вытеснения (рисунок 2.16), которая показывает несколько лучшую динамику, чем до ГРП, что является более эффективным использованием запасов, прирост КИН оценивается в 0,023 д. ед., что позволяет отнести данный метод к методам увеличения нефтеотдачи [10].

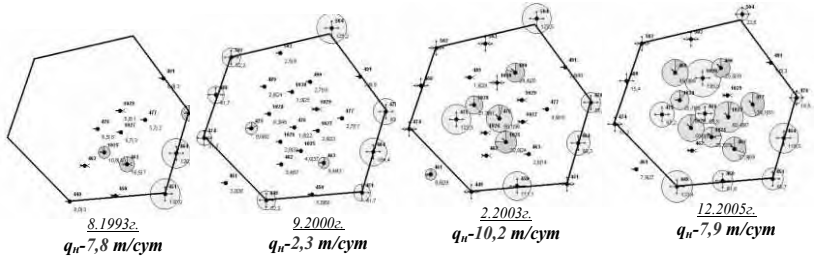


Рисунок 2.15 - Фрагменты карт текущего состояния разработки блока разработки №8 Кошильского месторождения

Таким же образом ГРП играет ключевую роль на Хохряковском и Пермяковском месторождениях. Динамика технологических показателей месторождений, представленная на рисунке 2.17, показывает трехкратный рост дебита нефти (9,9 т/сут – 30,0 т/сут) по Хохряковскому месторождению и четырехкратный (7,1 т/сут – 32,4 т/сут) по Пермяковскому месторождению, что естественным образом отражается на росте уровней добычи нефти в динамике. Эффект от применения ГРП также отображается на характеристиках вытеснения по разбуренным участкам (категория запасов В) - рисунок 2.18.

На характеристиках видно, что после начала применения большеобъемного ГРП наблюдается некоторое улучшение тенденции, относительно периода до применения ГРП, особенно это заметно на Пермяковском месторождении. Текущие приросты КИН согласно приведенным характеристикам оцениваются в 0,011 по Хохряковскому месторождению и 0,014 по Пермяковскому.

В настоящее время ГРП является одной из наиболее популярных технологий интенсификации добычи в пластах с пониженной проницаемостью [11, 6, 19, 30]. Необходимо отметить следующий аспект: крупные месторождения имеют внушительные толщины (на некоторых участках более 40 м), при этом входные и текущие отборы без ГРП незначительны.

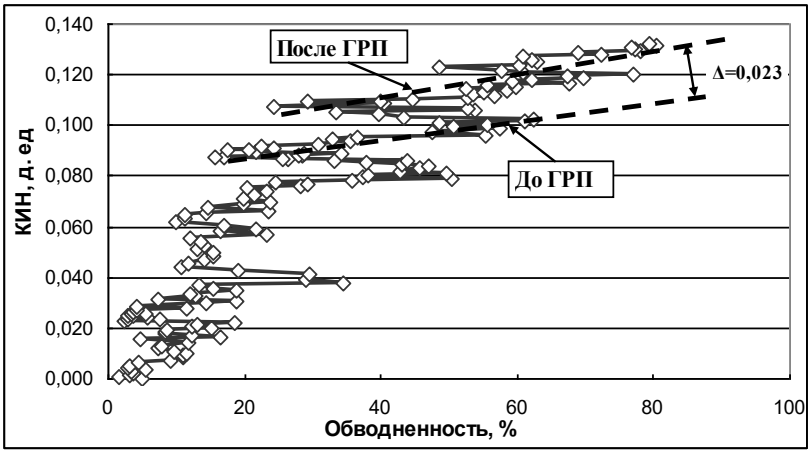


Рисунок 2.16 – Характеристика вытеснения в координатах «КИН - Обводненность» блока разработки №8

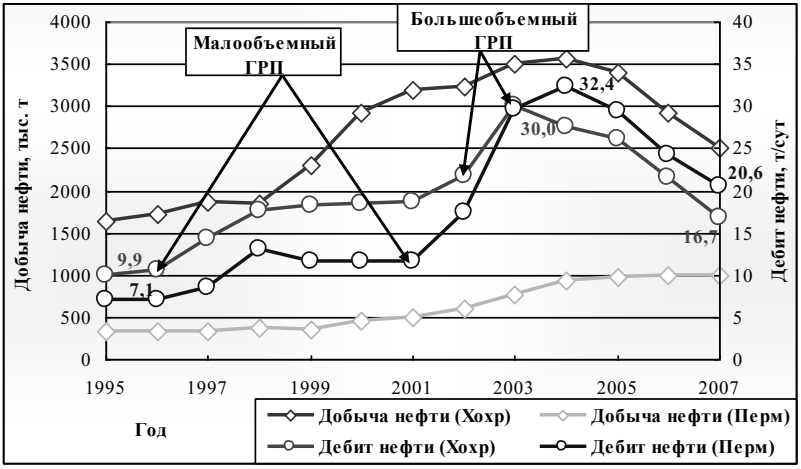


Рисунок 2.17 - Динамика технологических показателей Хохряковского и Пермяковского месторождений

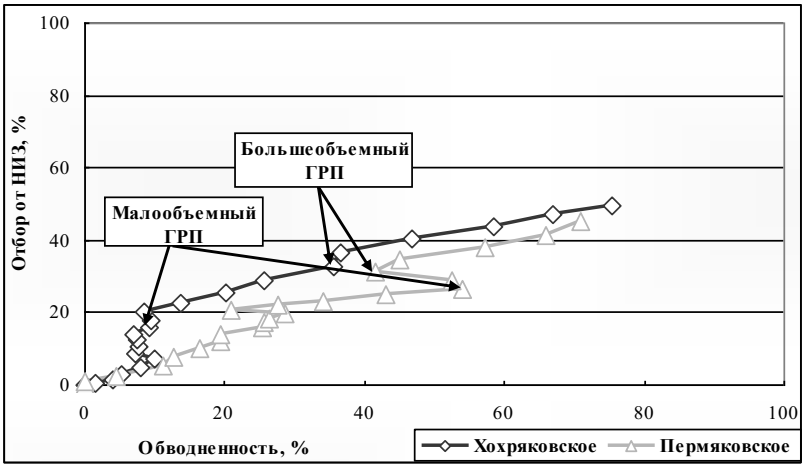


Рисунок 2.18 - Характеристика вытеснения в координатах «Отбор от НИЗ – Обводненность» Хохряковского и Пермяковского месторождений

Так, по Хохряковскому, Пермяковскому и Кошильскому месторождениям средний входной дебит жидкости составляет 16,1 т/сут по скважинам, введенным без ГРП, которые были пробурены в 80-х и 90-х годах. Вследствие этого часть фонда добывающих скважин данных месторождений имела обводненность, соответствующую начальной после 15-20 лет их эксплуатации, что особенно характерно для добывающих скважин, расположенных в зоне стягивания рядных систем. Это указывает на физическое старение скважин до извлечения всех запасов нефти, следовательно, без интенсификации добычи, методом которой является ГРП, невозможно достичь утвержденных показателей выработки без перебуривания фонда. Естественно, что перебуривание фонда будет осуществляться на участках с предполагаемыми застойными или слабоохваченными заводнением зонами, что является уплотнением сетки скважин.

Для примера, последним проектным годом разработки

Хохряковского месторождения является 2078 г., с учетом проведения ГРП, доля которого в уже добытую нефть составляет 37 %. При этом за последние 10 лет эксплуатации месторождения в 22 % скважин проведены ремонтно-изоляционные работы, что говорит о старении фонда. Поэтому отказ от ГРП приведет к отдалению сроков завершения разработки и перебуриванию фонда. Из этого следует, что ГРП ускоряет выработку и позволяет полностью или частично отказаться от перебуривания фонда.

Таким образом, гидравлический разрыв пласта в пластах с пониженной проницаемостью является высокоэффективным методом интенсификации добычи нефти и является неотъемлемой частью их разработки .

Далее воспользуемся опытом применения ГРП на Хохряковском и Пермяковском месторождениях, где проводились инструментальные исследования влияния мероприятия на охват выработки запасов нефти по разрезу.

В отечественной практике разработки степень выработки пласта оценивается по коэффициенту работающей толщины (Крт), определенному по результатам ГИС. Коэффициент работающей толщины рассчитывается как отношение толщины работающего интервала к эффективной перфорированной толщине пласта. При расчете Крт за работающий интервал принимается вся перфорированная эффективная толщина пропластка, если при снятии профиля притока по нему зафиксирован любой наименьший работающий интервал.

$$Крт = \frac{h_{раб}}{h_{эфф.перф.}} \qquad (2.22)$$

Кроме этого, по результатам потокометрии оценивается коэффициент, отражающий степень охвата пласта процессом вытеснения по толщине. Коэффициент охвата толщины пласта вытеснением рассчитывается как отношение суммы толщин

работающих интервалов ко всей эффективной нефтенасыщенной толщине пласта.

$$Кохв = \frac{h_{раб}}{h_{эфф.нефт.}} \qquad (2.23)$$

Значение данного коэффициента и представляет интерес, как показатель, отражающий выработку запасов, полученный инструментальным методом.

На Хохряковском месторождении 46 скважин, на которых проведено ГРП охвачены промыслово-геофизическими исследованиями, из них:

до ГРП - в тридцати скважинах №№ 103, 125, 173, 183, 187, 188 (3 замера), 211, 247, 252, 278, 323, 346, 357, 701, 738, 747, 818 (2 замера), 845 (2 замера), 866, 886, 889 (2 замера), 920, 1031, 1035, 1042, 1506, 3043, 3059, 3064, 11Р (2 замера);

после ГРП - в шестнадцати скважинах №№ 184, 227, 288, 304, 706, 721, 868, 871, 878, 880, 882 (2 замера), 941, 1003, 1019, 1032, 3065.

Промыслово-геофизические исследования, проводимые дважды в скважине - *до и после ГРП* - проведены лишь в двух скважинах №№ 234 (рисунок 2.19) и 280 (рисунок 2.20).

Из приведенных результатов промыслово-геофизических исследований по двум скважинам следует, что Крт по пласту или Кохв по скважине № 234 увеличился на 0,13 (до мероприятия – 0,45, после 0,58), а по скважине № 280 увеличился на 0,05 (до мероприятия – 0,69, после 0,74).

На Пермяковском месторождении из всех скважин, стимулированных ГРП, охвачены промыслово-геофизическими исследованиями 10 единиц, из них:

до ГРП - в пяти скважинах №№ 128, 180, 204, 285, 515;

после ГРП - в четырех скважинах №№ 117, 133, 167, 406.

До и после ГРП ПГИ проводился только в скважине № 208. Результаты потокометрии приведены на рисунке 2.21.

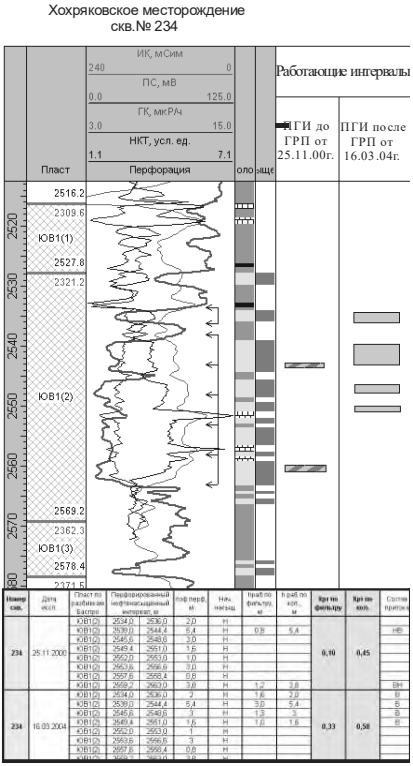
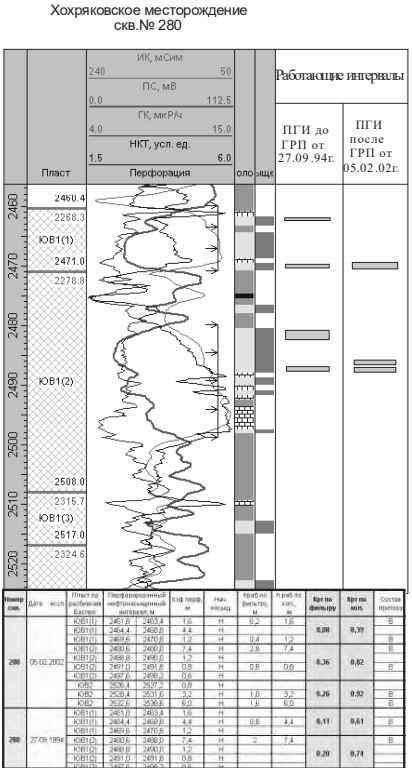


Рисунок 2.19 - Промыслово-геофизические исследования до и после ГРП. Хохряковское месторождение. Скважина № 234

До проведения операции гидравлического разрыва в скважине вырабатывался пропласток пласта $ЮВ_1^2$ в интервале 2613-2614 м, который работал водой с нефтью, После проведения ГРП в декабре 2003г. по данным ГИС-контроля отмечается работа интервалов: 2598,4-2599; 2601,2-2601,8, которые работают водой с нефтью; 2602,4-2603; 2604-2604,8м, характер притока которых - пластовая вода. Работа нижнего нефтенасыщенного интервала, ранее работающего, не отмечается. В данной скважине после ГРП Кохв увеличился на 0,51, при значениях коэффициента до мероприятия 0,24 и 0,75 после. Столь значительное увеличение, скорее всего, связано с

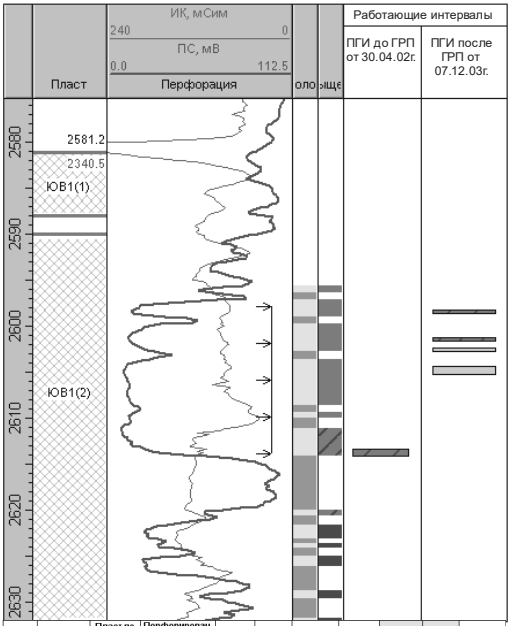
загрязнением прискважинного пространства или с высоким значением скин-фактора до проведения ГРП, что и послужило причиной не вовлечения в разработку наиболее мощных пропластков.



Номер скв.	Дата исслед.	Пласт по рабочим быстрот.	Перфорированный нефтенасыщенный интервал, м		Н эф. перф. м	Нач. нескв.	Н раб по фильтру, м	Н раб по кол., м	Кро по фильтру	Кро по кол.	Состояние притока
280	05.02.2002	ЮВ1(1)	2461.8	2463.4	1.6	Н	0.2	1.6	0.98	0.39	В
		ЮВ1(1)	2464.4	2468.8	4.4	Н					
		ЮВ1(1)	2469.6	2470.8	1.2	Н	0.4	1.2			В
		ЮВ1(2)	2480.6	2488.0	7.4	Н	2.8	7.4	0.36	0.82	В
		ЮВ1(2)	2488.8	2490.0	1.2	Н					
		ЮВ1(2)	2491.0	2491.8	0.8	Н	0.8	0.8			В
		ЮВ1(2)	2497.0	2498.2	0.6	Н					
		ЮВ2	2526.4	2527.2	0.8	Н					
		ЮВ2	2528.4	2531.6	3.2	Н	1.0	3.2	0.26	0.92	В
		ЮВ2	2532.0	2538.0	6.0	Н	1.0	6.0			В
280	27.09.1994	ЮВ1(1)	2461.8	2463.4	1.6	Н			0.11	0.61	
		ЮВ1(1)	2464.4	2468.8	4.4	Н	0.8	4.4			В
		ЮВ1(1)	2469.6	2470.8	1.2	Н					
		ЮВ1(2)	2480.6	2488.0	7.4	Н	2	7.4	0.20	0.74	В
		ЮВ1(2)	2488.8	2490.0	1.2	Н					
		ЮВ1(2)	2491.0	2491.8	0.8	Н					
		ЮВ1(2)	2497.0	2498.2	0.6	Н					

Рисунок 2.20 - Промыслово-геофизические исследования до и после ГРП. Хохряковское месторождение. Скважина № 280

Приведенные результаты ПГИ выполнены на единичных скважинах, на которых исследования проводились до и после ГРП. Поэтому также целесообразно оценить степень влияния ГРП на увеличение охвата выработкой продуктивных пластов верхнеюрской группы по всей группе скважин, участвующих в промыслово-геофизических исследованиях.



№ скв.	Дата исслед.	Пласт по разбивкам Баспро	Перфорирован. нефтенасыщен. интервал, м		hэф перф, м	насыщ нач.	hраб,м по фильтру	h раб по кол, м	К р.т.по фильтру	К р.т.по кол	состав притока
281	30.04.2002	ЮВ1(2)	2598,0	2599,0	1	Н					
		ЮВ1(2)	2599,8	2602,8	3	Н			**0,08**	**0,24**	
		ЮВ1(2)	2603,6	2608,6	5	Н					
		ЮВ1(2)	2609,4	2610,0	0,6	Н					
		ЮВ1(2)	2611,2	2614,2	3	НВ	1,0	3,0			ВН
281	07.12.2003	ЮВ1(2)	2597,4	2599,0	1,6	Н	0,6	1,6			ВН
		ЮВ1(2)	2599,8	2602,8	3	Н	1,2	3,2	**0,20**	**0,75**	В+сл.Н,В
		ЮВ1(2)	2603,6	2608,6	5	Н	0,8	5,0			В
		ЮВ1(2)	2609,4	2610,0	0,6	Н					
		ЮВ1(2)	2611,2	2614,0	2,8	НВ					

Рисунок 2.21. - Промыслово-геофизические исследования до и после ГРП. Пермяковское месторождение. Скважина № 281

В таблице 2.1 приведены изменения средневзвешенных величин Крт с учетом коллекторов по пласту $ЮВ_1^2$ до и после ГРП по Хохряковскому и Пермяковскому месторождениям.

Эффективные перфорированные толщины пласта $ЮВ_1^2$ в скважинах, участвующих в расчетах, сопоставимы, что позволяет сравнить Кохв до проведения ГРП и после. В результате проведенных мероприятий Кохв увеличился по Хохряковскому месторождению на 0,07, а по Пермяковскому на 0,09.

Таблица 2.1 - Средневзвешенные значения Крт по пласту $ЮВ_1^2$ до и после ГРП

Группа исследований	h эфф. перф, м	h раб. пласт, м	Кохв, д.ед.	Увеличение Кохв, д.ед
Хохряковское месторождение				
до ГРП	18,6	9,9	0,53	**0,07**
после ГРП	17,8	10,7	0,60	
Пермяковское месторождение				
до ГРП	20,1	13,6	0,68	**0,09**
после ГРП	15,4	11,8	0,77	

Таким образом, по результатам промыслово-геофизических исследований, доказано увеличение Кохв по разрезу после проведения ГРП, которое в среднем составляет 0,08. Также ГРП является эффективным способом обеспечения выработки запасов и увеличения продуктивности за счет устранения негативного влияния скин-фактора.

При анализе результатов ПГИ после ГРП следует учитывать, что Крт отражает долю эффективной работающей толщины и не учитывает изменений проницаемости прискважинной зоны за счет созданной и закрепленной проппантом искусственной трещины в пласте. Увеличение продуктивности скважины после проведения ГРП и увеличение охвата выработкой пласта связано не только с подключением в разработку ранее не вовлеченных пропластков, но и с более активной выработкой и охватом удаленных зон пласта от забоя скважины ввиду создания высокопроницаемой разности внутри пласта. Для подтверждения данного предложенного вывода воспользуемся иностранным опытом, где параллельно с проведением ГРП производились замеры параметров создаваемых трещин в соседних скважинах.

На месторождениях Barnett Shale и Linden Hall [36, 37, 45] при проведении ГРП при помощи микросейсмики были измерены форма и направление трещин. Которые в итоге

разделились на простые, сложные и очень сложные трещины (рисунок 2.22). При этом рост трещины согласно последнему виду обусловлен наличием естественной трещиноватости. Данная информация потребовалась с целью обеспечения более эффективной выработки запасов при применении ГРП.

Рисунок 2.22 - Форма трещин создаваемых при ГРП

На рисунке 2.23. приведены результаты инструментальных замеров формы трещин 7 скважино-операции на месторождении Barnett Shale и 3 скважино-операции на месторождении Linden Hall. Что позволило определить направление, длину и ширину трещин, а также обнаружить участки, слабо охваченные трещинами и позволило рекомендовать проведение повторных ГРП и уплотняющие бурение скважин (Barnett Shale).

Инструментальным путем было установлено, что форма трещин создаваемых при ГРП, имеет намного более сложную геометрию, чем предполагалось. Также все трещины ассиметричны, т.е. больший рост трещины осуществляется в

сторону наименьшего сопротивления, что, прежде всего, связано со свойствами горной породы. В рамках одного месторождения трещины имеют одинаковое направление, что обусловлено напряженным состоянием горной породы рассматриваемого месторождения. Конечно данные выводы еще предстоит доказать и обосновать на месторождениях Нижневартовского района, но игнорировать полученный фактический опыт нельзя.

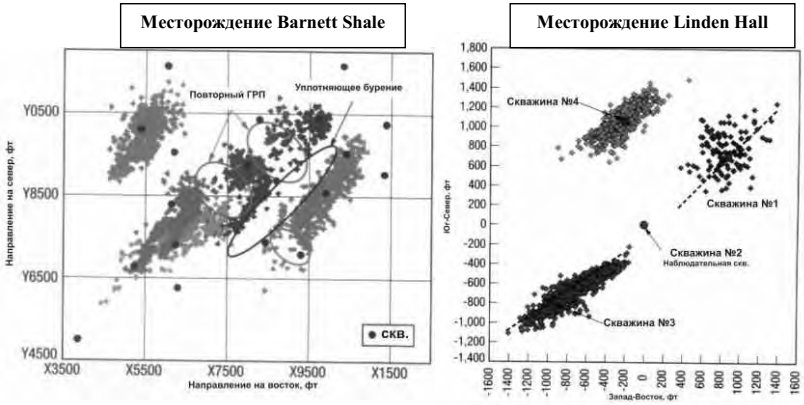


Рисунок 2.23 - Результаты замеров формы трещин после проведения ГРП на месторождениях Barnett Shale и Linden Hall

Принципиально важно то, что на примере двух месторождений было показано в плане охват выработкой по площади за счет развития трещин в результате проведения ГРП. Следует отметить, что даже по результатам приведенных исследований, численно оценить прирост Кохв не представляется возможным, но при этом можно обнаружить слабо вовлекаемые в разработку участки вне зон развития трещин.

Таким образом, инструментальным путем подтверждено увеличение Кохв по площади от проведения ГРП.

Далее на примере Кошильского месторождения приводится детальный анализ эффективности применения ГРП, который широко представлен в разных условиях: на участках с прерывистым и монолитным коллектором, в ЧНЗ и ВНЗ, первичные и повторные мероприятия, на участках с разной стадией выработки запасов, в скважинах с горизонтальным окончанием. Также на Кошильском месторождении пробурено довольно большое количество скважин с горизонтальным окончанием (61 скважина), что позволяет сравнить их с рядом расположенными наклонно-направленными скважинами с ГРП (что представлено в следующем разделе). Также в разделе приводится опыт применения ГРП на завершающей стадии на Ершовом месторождении, поскольку на Кошильском месторождении данный опыт отсутствует.

2.4 Результаты проведения гидроразрыва пласта на Кошильском месторождении

Перед представлением результатов эффективности применения ГРП приводится небольшой обзор применяемых ГТМ на месторождении с целью оценки доли операции ГРП в общей массе.

За период эксплуатации на Кошильском месторождении проводились различные геолого-технологические мероприятия по воздействию, как на призабойную зону, так и на сам пласт с целью интенсификации добычи нефти и выработки запасов.

Эффективность мероприятий определялась путем сравнения фактических результатов добычи с прогнозной добычей, рассчитанной на основе базовых дебитов и фактического времени работы скважин [14].

Объем и виды основных работ проведенных на месторождении представлены на рисунке 2.24.

За период разработки с 1993 по 2005 гг. проведено ***400*** геолого-технологических мероприятий, включая ОПЗ (обработка призабойной зоны), РИР (ремонтно-изоляционные работы), ЗБС (зарезка бокового ствола) и ВПП (выравнивание профиля приемистости) в нагнетательных скважинах.

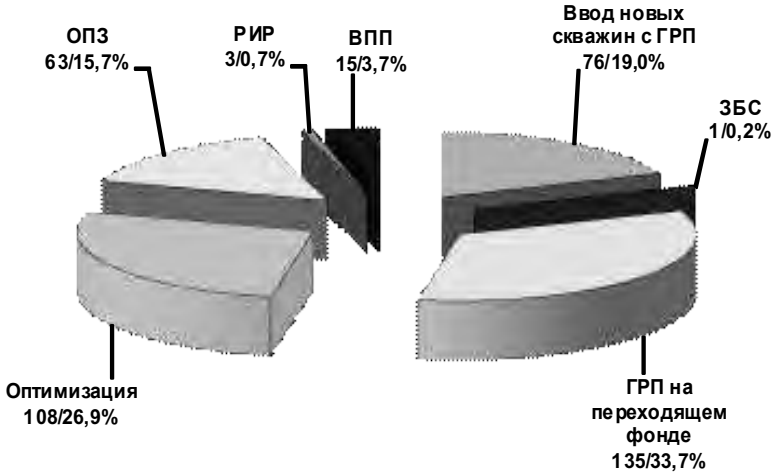


Рисунок 2.24 - Объем и виды работ, проведенных на Кошильском месторождении за 1993 – 2005 гг.

Самыми массовыми мероприятиями являются ГРП, оптимизация (смена насосного оборудования на более производительное) и ОПЗ, которые могут сопровождаться дострелом, перестрелом, обработкой кислотой, вибровоздействием и т.д.

Дополнительная добыча от проведенных мероприятий составила ***2940*** тыс.т нефти или 7,4 тыс.т нефти на 1 скважино-операцию. Дополнительная добыча нефти по видам ГТМ приведена в таблице 2.2.

Основная доля прироста дополнительной добычи нефти по Кошильскому месторождению получена за счет следующих мероприятий:

- ГРП – ***48,7 %***;
- ввод новых скважин с ГРП – ***28,6 %***;
- оптимизации – ***15,4 %,*** в основном после ГРП.

Начиная с 2001 г. значительно увеличивается применение ГРП и ввод в эксплуатацию новых скважин с ГРП и последующее им оптимизация внутрискважинного оборудования. В 2005 г. основными мероприятиями,

проводимыми на добывающем фонде, стали ГРП и оптимизация.

Таблица 2.2 - Количество проведенных ГТМ в добывающих скважинах и их эффективность

Наименование ГТМ	Ед. изм	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Всего	
Ввод новых скважин с ГРП	скв.								2	34	11	9	20		**76**	
	тыс.т								7,5	173,8	144,3	370	146,0			**841,7**
ЗБС с ГРП	скв.													1	**1**	
	тыс.т													1,1		**1,1**
ГРП на переходящем фонде	скв.				3	11	2	1	5	33	20	13	16	31	**135**	
	тыс.т				50,1	62,2	95,6	1,1	39,8	339,4	392,6	192	185,4	73,5		**1431,6**
Оптимизация	скв.								1,0	3,0	22,0	29,0	20,0	33,0	**108**	
	тыс.т								1,1	7,2	53,8	208	113,9	68,2		**452,4**
ОПЗ	скв.	4	4	3	21	8	2	8	2	4	1		1	3	**61**	
	тыс.т	12,6	7,2	17,8	120	16,4	8,2	4,3	0,5	1,4	1,7		1,2	0,7		**191,9**
РИР	скв.								2				1		**3**	
	тыс.т								0,7				2,8			**3,4**
ВПП	скв.								6	9					**15**	
	тыс.т								5,8	12,1						**17,9**
Итого															**507**	**3392,3**

Таким образом, на сегодняшний день сложилась ситуация, когда на месторождении, в основном, проводится только два вида ГТМ это ГРП и оптимизация после ГРП.

Мероприятия по гидроразрыву пласта на Кошильском месторождении в период 1996–2005 гг. проведены в 163 скважинах (212 операций). Производство гидроразрыва пласта осуществлялось силами сервисных предприятий: Halliburton, Schlumberger, МеКаМиНефть, Newco Well Service (NWS). Дополнительная добыча от проведенных мероприятий по ГРП составила 2275,2 тыс. т нефти.

Карта охвата фонда скважин ГРП с указанием скважин, в которых проводились первичные и повторные операции по гидроразрыву пласта представлена на рисунке 2.25.

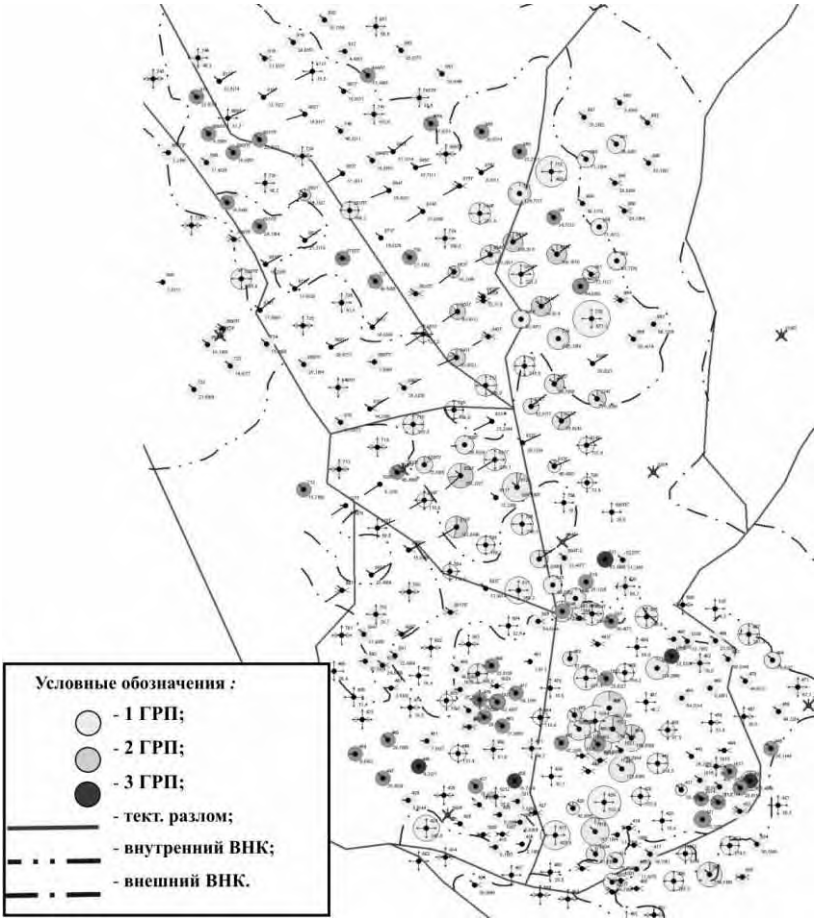


Рисунок 2.25 - Карта охвата фонда скважин ГРП

Всего на месторождении проведено 212 операций по ГРП, из которых 77 – на новых скважинах, 86 – на скважинах переходного фонда (эксплуатация скважин до применения ГРП) и 44 повторных ГРП, в том числе 5 скважин были подвергнуты данному виду ГТМ 3 раза.

Следует отметить, что согласно проведенным исследованиям на месторождении была найдена зависимость

эффективности проведения ГРП только от объема закачиваемого проппанта – большеобъемный или малообъемный ГРП, поскольку не проводился ГРП по специальным технологиям [35]: экраноустанавливающий ГРП [9] или settle frac [40].

Распределение проведения всех ГРП по годам приведено на рисунке 2.26, там же представлен средний объем проппанта, закачанного в пласт. Также здесь приводится сопоставление средних приростов дебитов нефти по годам, откуда прослеживается тенденция роста эффективности ГРП до 2004 г., когда был достигнут пик эффективности – 39,5 т/сут. Прирост дебита нефти в 2001 г. в среднем составлял 12,3 т/сут. В 2002 г. данный показатель увеличился до 20 т/сут. В 2003 г. прирост дебита нефти достиг максимального значения и составил 39,5 т/сут. Достижению таких высоких показателей эффективности ГРП способствовало применение технологии по новому проекту. В 2004-2005 гг. средний прирост дебитов нефти снизился и составил 16-17 т/сут. Приросты дебитов нефти являются типичными для юрских коллекторов, что отражает одинаковые технологии проведения мероприятия на пластах группы ЮВ [1].

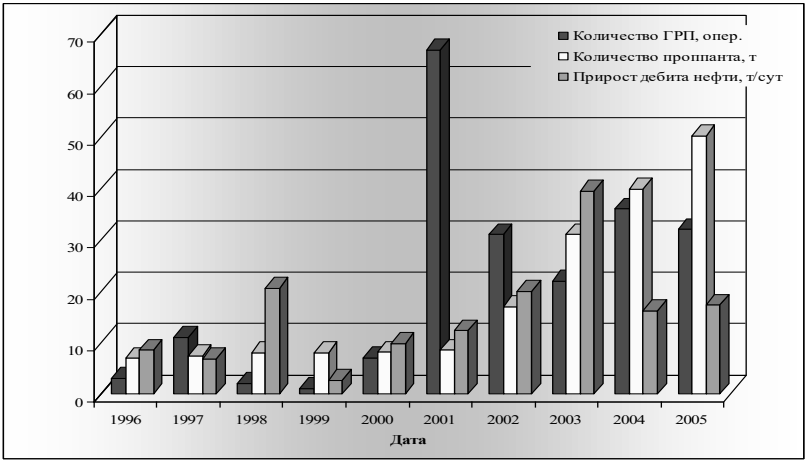


Рисунок 2.26 - Распределение проведения ГРП по годам

Основной объем ГРП проводился с 2001 г. Анализируя показатели эффективности по годам, можно сделать вывод, что в период 1996-2001 гг. эффект от ГРП был недостаточно высоким.

В связи с этим возникла необходимость в пересмотре как самой технологии проведения ГРП, так и технологии подбора скважин для ГРП. Поэтому, начиная с 2003 г., отличие технологии ГРП на скважинах заключается в следующем: по «старому проекту» в пласт закачивали до 20 тонн проппанта (в основном не более 10), при этом в пласте создавали до 2-3 мм в ширину и длиной до 40 м трещины; по новому проекту в пласте создавались трещины шириной 5–7 мм и длиной до 80 м. Расход проппанта по новому проекту составлял от 20 до 100 тонн (таблица 2.3).

За период 2002 – 2003 гг. эффективность ГРП повысилась более чем в три раза, однако в 2004-2005 гг. произошло снижение эффективности, обусловленное переносом объемов работ на менее перспективные участки месторождения, в том числе на краевые участки месторождения.

Таблица 2.3 - Основные проектируемые параметры ГРП

Годы	Ширина трещины, мм	Длина трещины, м	Среднее количество проппанта, т
1996	2,38	28,7	6,9
1997	2,51	35,5	7,4
1998	2,13	33,7	8,0
1999			
2000	3,08	29,5	8,1
2001	3,35	41,4	8,5
2002	5,25	38,3	17,0
2003	6,04	50,6	31,0
2004	7,23	65	39,9
2005	5,70	77,8	53,1

Основными причинами окончания эффективного периода эксплуатации скважин после ГРП можно назвать снижение дебита (35 скв.) и увеличение обводненности (14 скв.). Остальные причины носят технологический характер. Еще

одной причиной снижения эффекта можно назвать проведение повторного ГРП. В некоторых скважинах ГРП был выполнен неудачно, т.е. не было повышения дебита нефти, что связано, главным образом, с получением большой обводненности после производства ГРП или получения «СТОП» во время операции.

2.5 Результаты проведения первичных и повторных ГРП

Всего на месторождении на скважинах переходящего фонда проведено 86 операций. ГРП на скважинах из бурения не включался в анализ, поскольку не позволяет достоверно оценить эффект от ГРП на новом участке, кроме того, проведенные исследования показали сопоставимость показателей ГРП на скважинах из бурения и на скважинах переходящего фонда [25, 16, 17].

В 2004-2005 гг. при проведении ГРП использовалось гораздо больше проппанта при закачке в пласт – от 30 т до 100 т, в среднем от 36,4 т (2004 г.) до 49,9 т (2005 г.). Распределение прироста дебита нефти и обводненности в зависимости от закачанного проппанта в пласт приведено на рисунке 2.27.

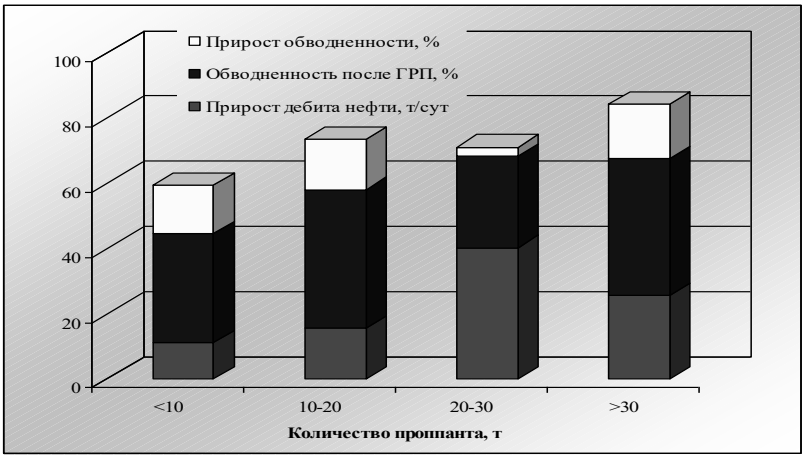


Рисунок 2.27 - Распределение прироста дебита нефти и обводненности после ГРП в зависимости от закачанного в пласт проппанта

При закачке менее 10 т проппанта (большинство скважино-операций – 60,2%) наблюдается самый низкий средний прирост дебита нефти, который составляет 11 т/сут. При закачке 10-20 т проппанта (14,5% скважино-операций) средний прирост дебита нефти чуть выше и составляет 15,6 т/сут. При закачке от 20 т до 30 т (16,3% скважино-операций) прирост дебита нефти в среднем составил 40,2 т/сут, что является лучшим показателем.

Закачка в пласт проппанта более 30 т (8 скважино-операций) не принесла ожидаемых результатов повышения приростов дебита нефти – он составил в среднем до 25,6 т/сут. При этом отмечается тенденция увеличения прироста обводненности с увеличением объема закачиваемого проппанта (более 30 т). Стоит отметить, что в 4 скважинах из 8 прирост дебита нефти был менее 10 т/сут. В двух скважинах, №№ 1048 и 15ПР, где было закачано в пласт в результате ГРП 100 т проппанта, получен средний прирост дебита 61,7 и 74,7 т/сут нефти, соответственно. Однако приросты нефти данного порядка получены и на других скважинах, например №345Р (29,7 т проппанта) – получен прирост 89,3 т/сут, №731 (25 т проппанта) – прирост 70,7 т/сут, №518 (9,3 т проппанта) – прирост 68 т/сут, №719 (24,9 т проппанта) – прирост 62,8 т/сут.

Наиболее успешные показатели эффективности ГРП получены при закачке проппанта от 20 т до 30 т.

Все вышесказанное указывает на успешность проведения первичного ГРП. Оптимальным объемом следует признать закачку от 20 т до 30 т проппанта.

Подводя итог, можно рассмотреть динамику показателей эксплуатации скважин, приведенную на дату ГРП (рисунок 2.28), которая подтверждает ранее проведенные исследования [21, 32]. За базу был принят период в 1 год до проведения ГРП. Таким образом, по всем скважинам, где проведен первичный ГРП, прирост дебита нефти составил 18,1 т/сут, дебита жидкости - 33,4 т/сут, и обводненности - 15,3 %. Из рисунка 2.7 видно, что в результате ГРП кратно повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических

сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, при этом также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков, что также подтверждается в следующих работах [26, 27, 28, 29].

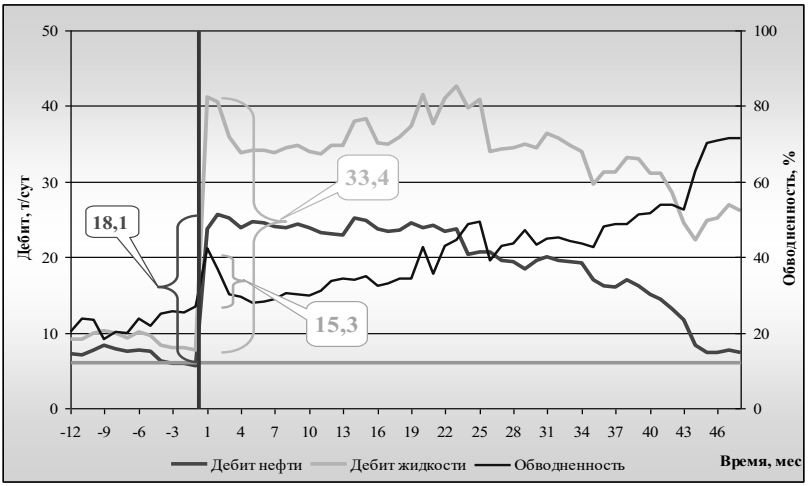


Рисунок 2.28 - Динамика технологических показателей после первичного ГРП

Дополнительная добыча нефти после проведения первичного ГРП составил 1165,5 тыс. т нефти.

Первичный ГРП проводился на скважинах с различной конструкцией забоя, в т.ч. на двух пологих и 14 горизонтальных скважинах. ГРП после продолжительной эксплуатации был проведен на двух пологих скважинах №№ 522ПГ и 904ПГ. На скважине № 904ПГ ГРП выполнен неудачно, вследствие получения «СТОП». На скважине № 522ПГ ГРП выполнен в полном объеме (было закачано 41,2 т проппанта в пласт), и получен следующий эффект. Дополнительная добыча от проведения мероприятия составила 3,5 тыс. т за 369 суток. Средний прирост дебита нефти 9,6 т/сут. Окончание эффекта произошло из-за снижения дебита скважины, вследствие

нехватки пластового давления и смены насосного оборудования с ЭЦН-80 на ЭЦН-50.

Всего на месторождении проведено 44 повторных операции по ГРП.

Необходимость проведения повторных ГРП вызвана снижением технологических показателей в результате уменьшения проводимости, созданной трещины или ее заиливанием, по этой же причине ГРП проводится на других месторождениях [12]. В 2004-2005 гг. при проведении ГРП использовали гораздо больше проппанта при закачке в пласт - от 30 т до 100 т, соответственно от 36,4 (2004 г) до 56,6 (2005 г), что было необходимо для создания более длинной трещины с целью получения положительного результата. Причем для проведения третьего ГРП в скважине также необходимо закачать кратно больший объем проппанта, например, для получения эффекта от всех ГРП объем закачанного проппанта после мероприятия мог иметь следующий вид, после первого ГРП - 10 т, после второго - 20 т, а после третьего 40 т [38].

Распределение прироста дебита нефти и обводненности в зависимости от закачанного в пласт проппанта приведено на рисунке 2.29.

При закачке менее 10 т проппанта был получен самый низкий средний прирост дебита нефти, который составлял 5,4 т/сут. При закачке 10-20 т проппанта средний прирост дебита нефти составлял 7 т/сут. При закачке от 20 т до 30 т прирост дебита нефти в среднем составил 18,5 т/сут, что является лучшим показателем.

Закачка в пласт проппанта более 30 т не дала ожидаемых результатов повышения прироста дебита нефти, который сократился в среднем с 17,9 т/сут до 8,9 т/сут.

Приведенные данные указывают, что при первичном и повторном ГРП оптимальным является объем проппанта от 20 до 30 т, что также подтверждает зависимость «Накопленная добыча нефти от ВНФ» согласно закачанному в пласт проппанту (рисунок 2.30). Если при закачке более 30 т проппанта накопленная добыча нефти составляет 42,3 тыс. т при

водонефтяном факторе (ВНФ), равном 2,4, то при объеме в 20-30 т проппанта значение накопленной добычи нефти составляет 41,6 тыс. т, но уже при гораздо меньшем ВНФ – 1,1, что еще раз подтверждает, что оптимальный объем закачиваемого проппанта при ГРП в данных геологических условиях составляет 20 – 30 т.

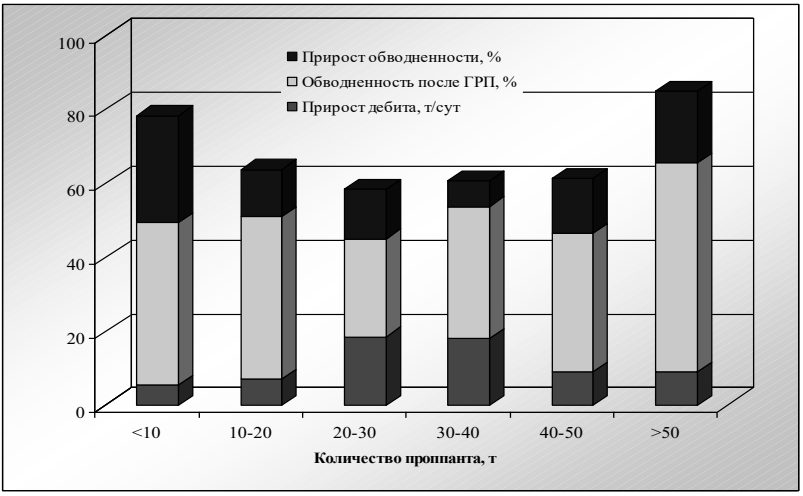


Рисунок 2.29 - Распределение прироста дебита нефти и обводненности после ГРП в зависимости от закачанного в пласт проппанта

Эффективность проведения повторных ГРП полностью соответствует полученным результатам по первичным ГРП, что подтверждается результатами проведения ГРП на других месторождениях [34].

Подводя итог, можно рассмотреть динамику показателей эксплуатации скважин, приведенную на дату ГРП (рисунок 2.31). За базу был принят период в 1 год до проведения ГРП. Таким образом, по всем скважинам, где проведен повторный ГРП, прирост дебита нефти составил 16 т/сут, дебита жидкости – 28,9 т/сут, и обводненности – 7,1 %.

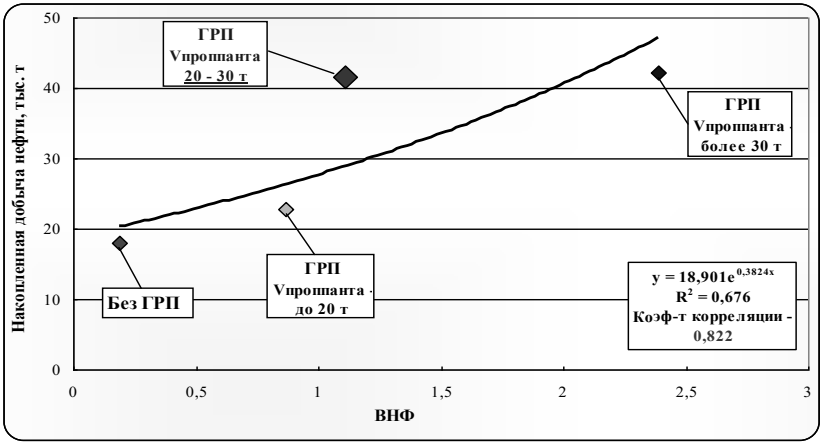


Рисунок 2.30 - Эффективность ГРП в зависимости от объема закачанного проппанта

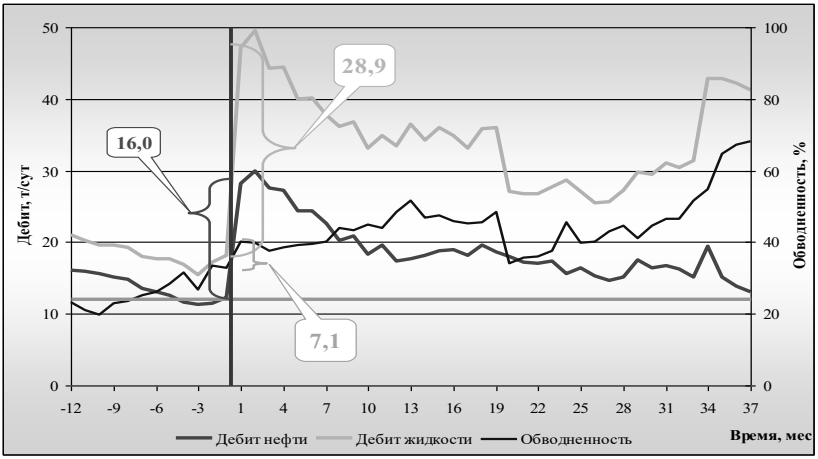


Рисунок 2.31 - Динамика технологических показателей после первичного ГРП

Анализ динамики дебита нефти после ГРП показывает, что в первый год после повторного ГРП наблюдается небольшое снижение эффективности работ, что обусловлено, в основном,

уменьшением дебита жидкости, что представлено в следующих работах [3, 4].

Дополнительная добыча нефти после проведения повторного ГРП составляет 267,3 тыс. т нефти.

На 5 скважинах месторождения ГРП был проведен трижды. Сравнение показателей эксплуатации после проведения первичного и повторных ГРП предствлено на рисунке 2.32.

Оценивая результаты первичного и повторного ГРП, можно сказать, что при второй операции дебит жидкости гораздо выше, что объясняется закачкой большего количества проппанта. Так, если при первом ГРП в среднем было закачано 8,1 т проппанта, то при повторном ГРП – 37,2 т, что почти на 30 т больше.

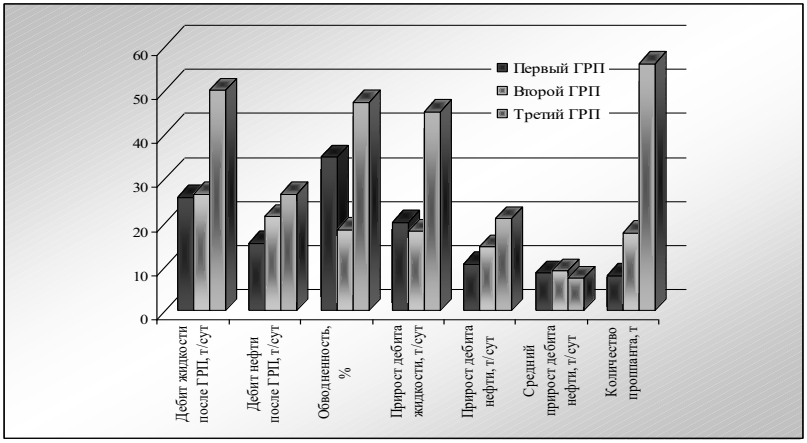


Рисунок 2.32 - Сравнение показателей эксплуатации после проведения первичного и повторных ГРП

Из 5 скважин, на которых проведен третий ГРП, на двух не был достигнут ожидаемый эффект из-за увеличения обводненности (№№ 1034, 433).

1. Скважина № 1034, вероятно, обводнена от соседней нагнетательной скважины № 508, у которой накопленная закачка около 500 тыс. м^3;

2. Скважина № 433 могла обводниться по самому проницаемому пропластку от нагнетательной скважины № 423.

В скважины №№ 1034 и 433 было закачано соответственно 56 т и 69,7 т проппанта, что, вероятно, могло явиться причиной прорыва трещины в сторону нагнетательных скважин. Избежать негативных результатов (высокой обводненности), полученных после третьего ГРП, можно было в случае закачки меньшего количества проппанта.

Подтверждением этому могут служить положительные результаты, полученные на соседних скважинах при первом и повторном ГРП:

- скв. № 433 – в скважинах №№ 1015, 1017 и 432, при проведении ГРП было закачано соответственно 35 т, 31,9 т и 24,9 т проппанта;

- скв. № 1034 – в скважине № 481, при проведении ГРП было закачано 24,6 т проппанта.

Несмотря на негативные результаты, полученные по двум скважинам, в целом от применения третьего ГРП дополнительно получено 8543 т нефти, и эффект от ГРП по двум скважинам продолжается.

Таким образом, применение повторных ГРП показало свою эффективность, которая не ниже, чем после первичного ГРП, однако для достижения эффекта необходимо закачивать в пласт оптимальный объем проппанта в интервале 20 – 30 т.

2.6 Результаты проведения ГРП на участках с высокой выработкой запасов (обводненность более 50 %)

Рассмотрим результаты ГРП в скважинах, характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции на дату проведения мероприятия.

К скважинам, расположенным на участках с высокой выработкой запасов, относятся 15 скважин, где обводненность добываемой продукции до проведения ГРП превышала 50% (таблица 2.4).

Результаты, полученные после проведения ГРП, в таких скважинах неоднозначны. После проведения ГРП обводненность увеличилась по 8 скважинам, на 6 из них эффект от ГРП продолжается. Так, по скважинам №№ 418, 460, 476, 301ПГ и 904ПГ, несмотря на рост обводненности в среднем на 13,1 %, дополнительно добыто от 2,0 тыс. т до 4,8 тыс. т нефти, что можно считать удачным результатом. В остальных скважинах снижение обводненности после ГРП объясняется тем, что скважины эксплуатировались ШГН, и в этом случае, как известно, достаточно сложно определить процентное содержание воды в продукции скважины из-за низкого дебита жидкости. Также снижение обводненности в скважинной продукции может быть связано с тем, что за счет созданной трещины в разработку вовлекся не обводненный пропласток, который ранее не эксплуатировался или вносил незначительный вклад в добычу, что было вызвано более низкой проницаемостью данного пропластка по отношению к уже обводненным пропласткам с более высокой проницаемостью.

Таблица 2.4 - Эффективность ГРП в высокообводненных скважин

№ скважины	Дебит нефти, т/сут			Дебит жидкости, т/сут		Обводненность, %			Дополнительная добыча, т	Продолжительность эффекта, сут	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Количество проппанта в пласте, т
	до ГРП	после ГРП	Прирост	до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	Прирост				
411	0,3	33,5	33,2	0,9	80,5	64,6	58,4	-6,2	4044	262	15,4	29,7
418	11,0	12,5	1,5	25,9	50,5	57,5	75,2	17,7	3627	803	4,5	9,8
481	0,5	41,3	40,8	2,1	74,2	73,8	44,3	-29,5	27507	696	39,5	24,6
1012	1,3	4,4	3,1	2,8	9,4	55,7	53,8	-1,9	3135	992	3,2	7,3
1019	4,1	34,1	30,0	10,0	64,3	58,6	46,9	-11,7	27727	1248	22,2	7,9
453	4,7	20,6	15,9	13,2	53,6	64,4	61,6	-2,8	25901	546	47,4	37,7
460	6,8	31,2	24,4	13,8	74,9	50,8	58,4	7,6	2494	247	10,1	54,7
476	0,4	9,0	8,6	0,9	46,0	53,6	80,4	26,9	1991	717	2,8	11,9
301ПГ	8,4	21,0	12,6	18,7	59,4	55,0	64,7	9,7	3514	234	15,0	51,7
904ПГ	7,9	33,9	26,0	17,6	81,8	55,0	58,6	3,6	4759	225	21,1	50,3
466	14,7	42,2	27,5	35,2	292,7	50,2	85,6	35,4	520	21	24,7	34,7
1002	2,7	12,7	10,0	39,9	70,7	93,3	82,1	-11,2	10	1	10,0	11,7
1013	2,0	7,5	5,5	5,0	11,2	60,0	33,3	-26,7	372	345	1,1	9,9
1036	0,2	4,3	4,1	0,7	41,7	76,2	89,6	13,4	195	57	3,4	29,7
1027	0,5	1,7	1,2	3,5	59,5	87,1	97,1	10,0	195	143	1,4	34,1
Среднее	**4,4**	**20,7**	**16,3**	**12,7**	**71,4**	**63,7**	**66,0**	**2,3**	**7066,1**	**435,8**	**14,8**	**27,0**

Всего к успешным операциям по гидроразрыву пласта отнесены 11 операций из 15, то есть эффективность мероприятия на обводненном фонде составила 73%. Данная эффективность обеспечена увеличением производительности скважин в результате проведения данного мероприятия. Так, дебит жидкости по успешным скважинам увеличился на 67,9 т/сут или в 6,3 раза при увеличении дебита нефти на 20,3 т/сут или в 4,7 раза.

По 4 скважинам (№№ 1002, 1013, 1027 и 1036) результаты ГРП признаны неудачными, так как дополнительная добыча составила всего 10 - 372 т нефти. Причины неуспешных ГРП (скважины №№ 1002, 1027, 1036) заключаются в высоких значениях обводненности и незначительных приростах дебита нефти, в результате чего эффект по данным скважинам длился всего несколько месяцев [22]. По скважине № 1013 ГРП является неуспешным из-за незначительного объема закачанного проппанта (9,9 т), в результате чего дебит жидкости вырос всего на 6,2 т/сут. В дальнейшем на данной скважине был проведен ГРП с закачкой 35 т проппанта, в результате дебит жидкости увеличился на 27,7 т/сут, а дебит нефти на 23,0 т/сут. Данный факт говорит о включении в разработку дополнительных подвижных запасов нефти в результате создания более длинной трещины в пласте при повторном ГРП. При этом при планировании ГРП необходимо учитывать, что обводненность более 50% вызвана в первую очередь выработкой запасов, и существует опасность получения негативного результата в результате закачки проппанта в промытые интервалы, поэтому в данном случае необходимо ограничивать объем закачиваемого проппанта в пределах 30–40 т, применительно для условий Хохряковской группы месторождений.

Для достижения положительного результата от проведения ГРП на высокообводненном фонде необходимо обеспечить больший вертикальный рост трещины, чем высота

обводненных интервалов, с целью «зацепления» ранее слабоохваченных выработкой пропластков.

На рисунке 2.33 представлена динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности по всем рассматриваемым высокобводненным скважинам, приведенным на дату проведения ГРП.

Из рисунка 2.33 видно, что при относительно стабильной динамике обводненности увеличение дебита нефти происходит за счет значительного увеличения дебита жидкости, что и достигается при проведении ГРП за счет создания высокопроницаемого интервала в пласте. Стабильная динамика обводненности при увеличении отборов нефти также говорит об улучшении показателей нефтеизвлечения или увеличении Кохв за счет проведения ГРП.

Рисунок 2.33 - Динамика технологических показателей до и после проведения ГРП на высокобводненном фонде

Таким образом, применение ГРП на участках с высокой выработкой запасов (обводненность более 50%) эффективно и перспективно для дальнейшего применения, при эффективности мероприятия 73 %.

2.7 Результаты проведения ГРП на завершающей стадии разработки (обводненность более 90 %) на примере Ершового месторождения

На Ершовом месторождении было проведено 43 операции по ГРП (25% фонда). Особенностью проведения ГРП на Ершовом месторождении является высокая обводненность продукции, в 16 скважинах на уровне или выше критического значения (98 %) на момент остановки или непосредственно перед мероприятием [2, 31]. Полученные результаты показали высокую эффективность ГРП, поскольку позволяет эффективно выводить из бездействия скважины с высокой обводненностью, окупая мероприятие благодаря дополнительной добыче нефти, полученной за счет высоких отборов жидкости.

В среднем по всем ГРП прирост дебита нефти составил 8,0 т/сут (больше в 3-4 раза), при росте обводненности на 3,1 % (рисунок 2.34). Дебит нефти после ГРП составил 9,8 т/сут, обводненность – 92,3 %. Средняя удельная дополнительная добыча нефти составила 4,3 тыс. т.

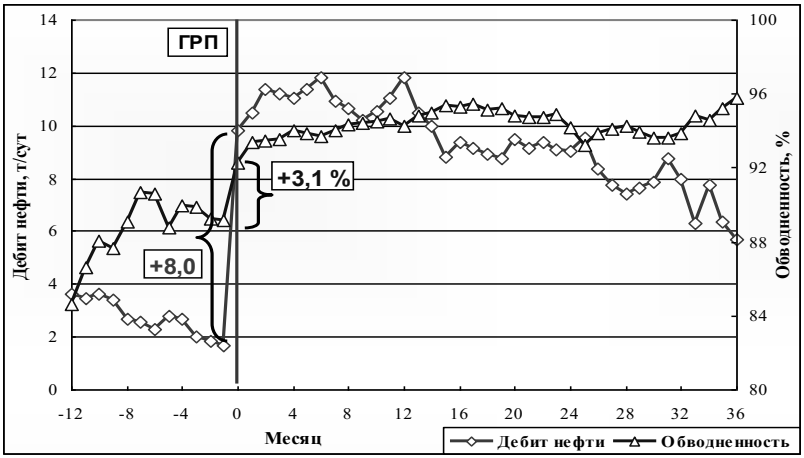


Рисунок 2.34 - Динамика показателей работы скважин до и после проведения ГРП

Распределение прироста дебита нефти, дебита жидкости и обводненности в зависимости от закачанного в пласт проппанта приведено на рисунке 2.35. Из распределения видно, что с увеличением объема закачиваемого проппанта увеличивается дебит жидкости, так интервалу 0-10 т соответствует прирост дебита жидкости в размере 86,2 т/сут, а при закачке 30-40 т проппанта прирост дебита жидкости больше 1,8 раза и составляет 152,2 т/сут. Также отмечается и увеличение прироста дебита нефти с увеличением закачки проппанта с 1,9 т/сут (проппант – 0-10 т) до 9,1 т/сут (20-30 т).

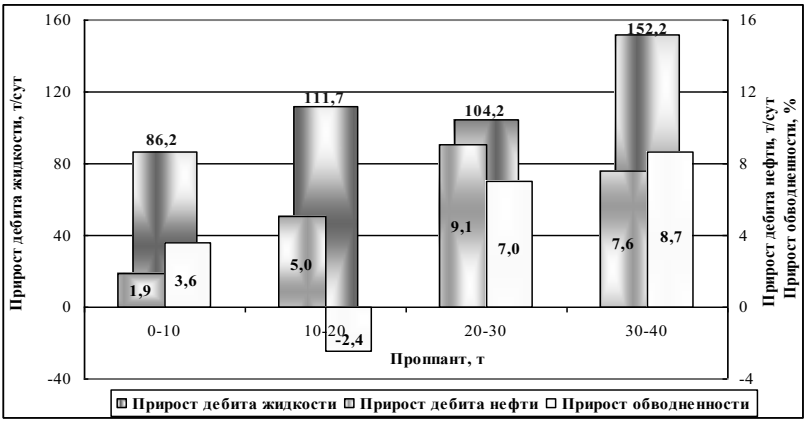


Рисунок 2.35 - Распределение прироста дебита нефти, жидкости и обводненности после проведения ГРП в зависимости от закачанного в пласт проппанта

На рисунке 2.36 на карте текущих подвижных запасов нефти указано расположение скважин с ГРП. Из рисунка видно, что ГРП проведено во всех скважинах расположенных на участках с повышенной концентрацией остаточных запасов нефти (до 4 тыс.т/га). Необходимо отметить, что проведение ГРП позволило отказаться от бурения боковых стволов, та как расположение части проектных ЗБС (66 %) приурочено к участкам, где проведено ГРП.

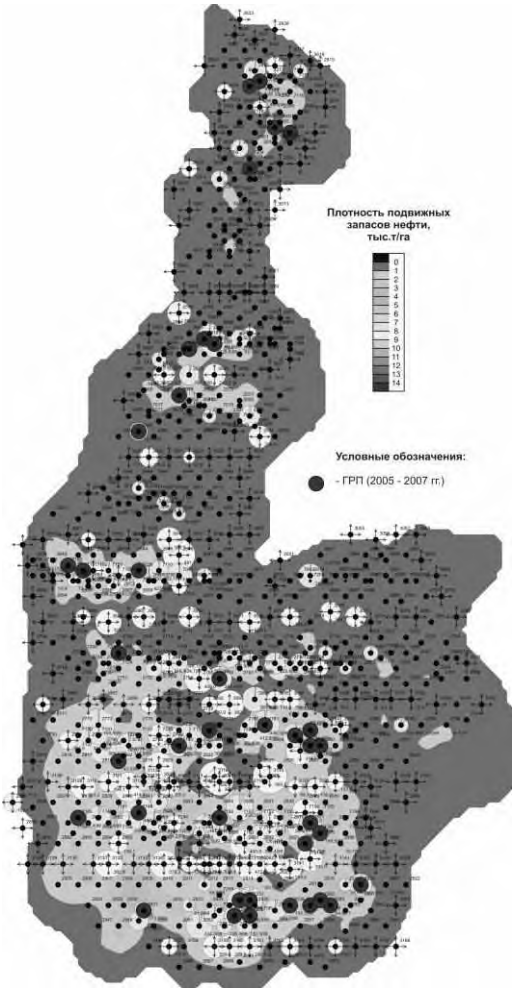


Рисунок 2.36 - Расположение скважин с ГРП на карте текущих подвижных запасов нефти

Интересными представляются результаты после проведения ГРП в скважинах остановленных по причине достижения критической обводненности 98 %. Так, например, скважина № 7148 (рисунок 2.37) была остановлена в 2003 г. по

причине предельной обводненности 99,2 %, накопив 43,2 тыс. т нефти и дебите нефти на последнюю дату 1,6 т/сут. В 2006 г. скважина была выведена из бездействия с ГРП с обводненностью 95,3 % и после последовательной смены насосного оборудования дебит нефти достиг 22,0 т/сут и в среднем составил 13,8 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 8,1 тыс. т при продолжающемся эффекте.

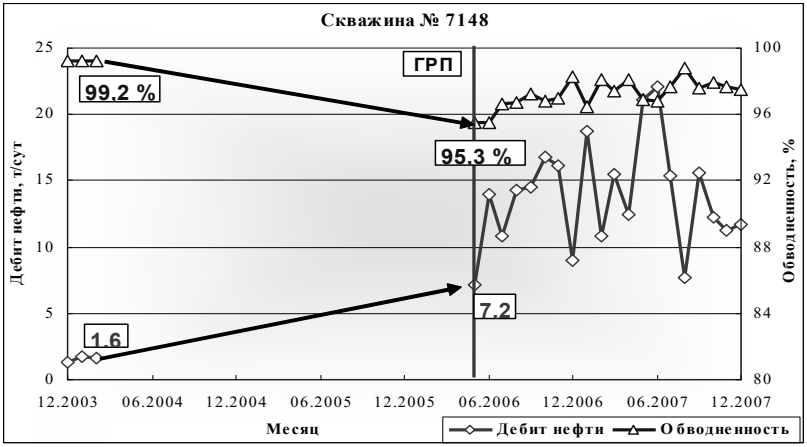


Рисунок 2.37 - Результаты проведения ГРП в скважине № 7148

Таким образом, применение ГРП на завершающей стадии (обводненность более 90%) эффективно и перспективно для доизвлечения нефти, в том числе в скважинах остановленных по достижению предельного значения обводненности 98 %. Проведение ГРП рекомендуется на четырех стадиях разработки.

2.8 Результаты проведения ГРП в краевых водонефтяных зонах

По состоянию на 01.01.2006 г. на Кошильском месторождении неохваченными бурением остались преимущественно краевые водонефтяные зоны, поэтому интерес представляет анализ эффективности эксплуатации наклонно-

направленных скважин в данных геологических условиях с проведением в них гидравлического разрыва пласта, что имеет существенное значение для дальнейших перспектив разработки данного месторождения.

На рисунке 2.38 показаны скважины, вошедшие в анализ, пробуренные в краевой водонефтяной зоне и дифференцированные по расположению в геологических условиях. Данные скважины находятся в северной части месторождения в трехрядной системе разработки, где присутствуют данные скважины.

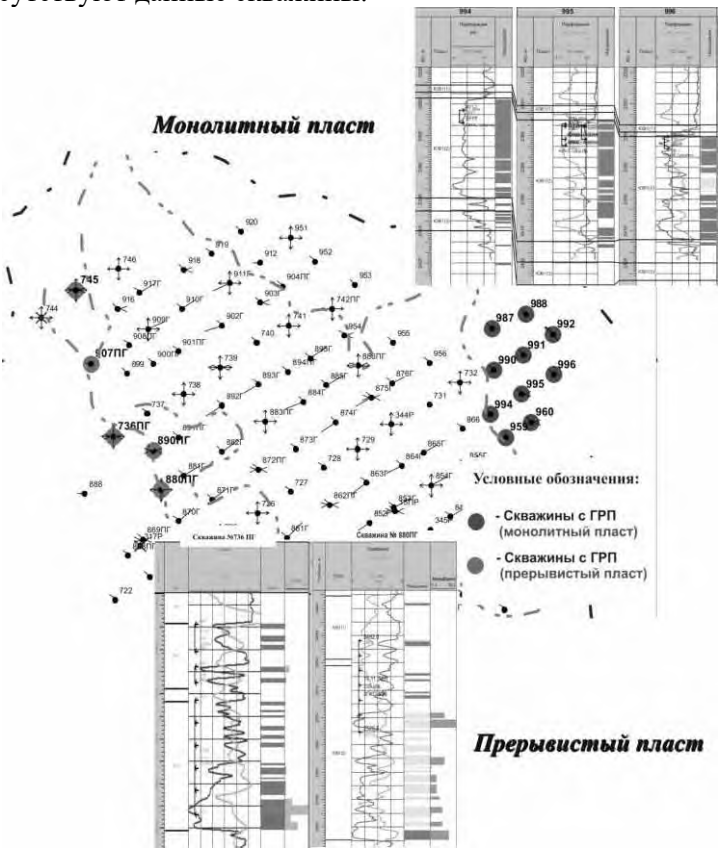


Рисунок 2.38 - Схема расположения скважин в краевой ВНЗ в разных геологических условиях

Разделение скважин с ГРП по расположению в монолитном и прерывистом коллекторе было обусловлено полученными различными закономерностями и показателями эффективности их эксплуатации.

Монолитный пласт

В среднем нефтенасыщенная толщина составляет 22,3 м, изменяясь от 10 м до 38,5 м, вскрытые перфорацией нефтенасыщенные пропластки составляют толщину в 16,7 м при их средней нефтенасыщенности 0,64. При этом в 7 (№№ 987, 990, 991, 992, 994, 995 и 996) из 10 скважин была вскрыта перфорацией переходная зона, толщина которой в среднем составляет 7,1 м при нефтенасыщенности 0,56.

На рисунке 2.38 показана схема корреляции трех скважин (№№ 994, 995, 996), из которых только одна скважина (№ 994) имеет приемлемые технологические показатели (таблица 2.5). При этом скважины с высокой обводненностью (№№ 995, 996) имеют нефтенасыщенные толщины 33,4 и 21 м, ниже интервала перфорации они составляют 12,0 и 11,1 м соответственно (согласно интерпретации). Именно на эти неперфорированные толщины приходится увеличение сопротивления (ИК), что говорит о наличии переходной зоны, и наиболее вероятно, что обводнение скважин происходит по этим водонефтяным пропласткам, которые подключились в разработку за счет проведения ГРП.

Аналогичная ситуация наблюдается в остальных 5 высокообводненных скважинах. Три успешные скважины (№№ 959, 960, 964) в данном районе обладают, согласно интерпретации, большими нефтенасыщенными толщинами (28,6 – 40,6 м), которые и предопределили лучшие технологические показатели.

Также было проведено сравнение двух скважин (№№ 960, 990), которые имеют схожую каротажную диаграмму, но при этом был получен различный эффект. Накопленная добыча нефти скважины №960 составила 17,8 тыс. т, а скважины №990 1,4 тыс. т при текущей обводненности 64,3% и 94,4% соответственно. На рисунке 2.39 видно, что в скважинах

проперфорирована только верхняя часть разреза. Расстояние от перфорированных пропластков до переходной зоны в скважине № 960 составляет 7 м, а в скважине № 990, согласно кривой ИК, переходная зона начинается в следующем пропластке, отделенного от перфорированного глинистой перемычкой толщиной 4 м.

Таблица 2.5 - Технологические показатели скважин, пробуренных в краевой ВНЗ в монолитном пласте

№ скв	Входные показатели			Текущие показатели					Проппант закачанный в пласт, т
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	
959	25,0	28,7	13,0	62,3	71,4	12,7	30,1	35,8	24,3
960	33,2	56,9	41,7	10,4	29,1	64,3	17,8	42,8	27,9
987	18,6	59,8	68,9	2,4	28,2	91,5	3,0	16,3	45,7
988	1,5	37,1	95,8	1,3	8,8	85,3	0,9	9,6	37,3
990	5,1	79,2	93,5	4,1	73,2	94,4	1,4	20,0	39,6
991	10,0	149,2	93,3	2,4	86,9	97,3	2,0	41,1	44
992	0,9	81,0	98,9				0,5	20,0	46
994	40,2	54,7	26,6	34,4	40,1	14,1	16,5	22,6	59,7
995	3,4	54,0	93,8	3,0	28,0	89,3	0,9	11,6	40
996	9,8	146,4	93,3	3,7	52,3	93,0	3,2	40,5	47
Среднее	14,8	74,7	80,3	13,8	46,5	70,3	7,6	26,0	41,2

Различие в накопленной добыче нефти и обводненности скважин объясняется проведением ГРП с разным объемом закачанного проппанта, который в скважине № 960 составил 28 т, а в № 990 – 40 т.

В результате этого можно сделать вывод о необходимости ограничения объема закачиваемого проппанта в пласт в условиях водонефтяных зон, даже при наличии глинистого раздела.

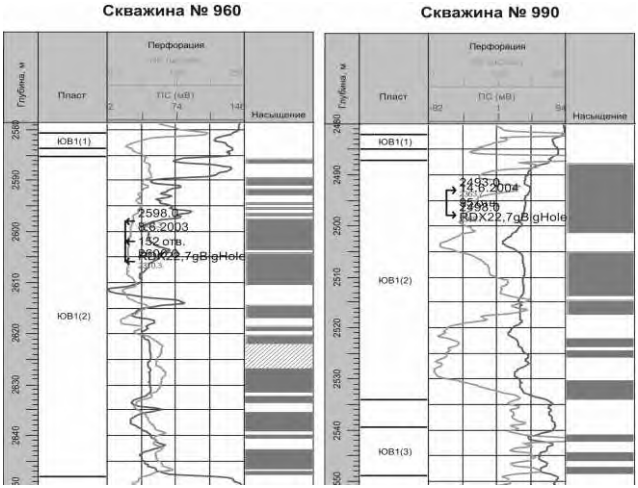


Рисунок 2.39 - Диаграммы скважин №№ 960 и 990

Ранее рассмотренные скважины имели глинистую перемычку от интервала перфорации до воды, и по некоторым скважинам после проведения ГРП были получены высокие значения обводненности, а в скважине № 987 (рисунок 2.40) водонефтяной контакт (ВНК) находится в перфорированном монолитном пропластке. В этой скважине был проведен большеобъемный ГРП, объем закачанного проппанта составил 46 т.

В результате текущая накопленная добыча нефти составляет 3 тыс. т при обводненности 92%. Совершенно очевидно, что в скважине, вскрывшей приконтурные запасы, нецелесообразно применять большеобъемный ГРП. В данных геологических условиях необходимо либо не применять ГРП, либо применять с установкой экрана или проводить по системе «settle frac», что только снижает риски получения высокой входной обводненности. Также скважины необходимо эксплуатировать на щадящих режимах, в том числе без проведения ГРП.

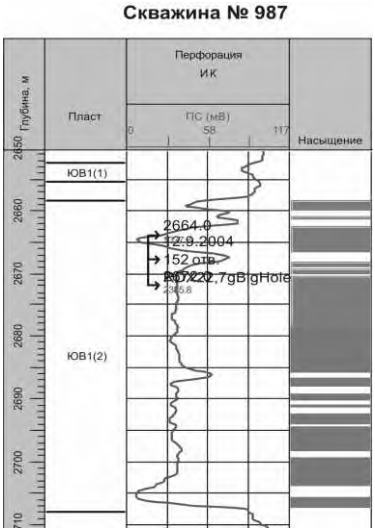


Рисунок 2.40 - Диаграмма скважины № 987

Ввиду сложности практического применения успешного ГРП в наклонно-направленных скважинах по причине наличия ВНК (скв. № 987) в монолитном коллекторе, необходимо рассмотреть возможность применения в условиях ВНЗ горизонтальных скважин, которые за счет большей площади поверхности ствола скважины с пластом менее склонны к конусообразованию по сравнению с наклонно-направленными скважинами [5].

Как показал анализ параметров трещины ГРП, высокая обводненность обусловлена высотой трещины 31,1 м, которая значительно больше нефтенасыщенной толщины 15,3 м.

Таким образом, проведенный анализ эксплуатации наклонно-направленных скважин в сочетании с большеобъемным ГРП в монолитном пласте показал, что успешными оказались скважины, расположенные ближе к внутреннему ВНК и обладающие большими нефтенасыщенными толщинами. В данных геологических условиях ГРП не рекомендуется, или, в крайнем случае, необходимо закачивать малый объем проппанта (до 10 т)

вследствие высоких рисков получения высокообводненной продукции; здесь альтернативой может служить технология горизонтального бурения.

Прерывистый пласт

В прерывистом пласте в краевой водонефтяной зоне пробурено 5 скважин на северо-западе месторождения в период 2001 – 2002 гг. (рисунок 2.38). На скважинах перед вводом в эксплуатацию был проведен ГРП, который характеризуется как «малообъемный», что соответствует объемам закачиваемого проппанта в это время. Средний объем закачанного проппанта в пласт по данной группе скважин составляет 7 т.

На рисунке 2.38 представлены каротажные диаграммы скважин, пробуренных в условиях прерывистого коллектора, характеризующегося частым переслаиванием маломощных нефтенасыщенных пропластков (0,5 – 2 м). Данные пропластки приурочены к пласту $ЮВ_1^1$ и кровле пласта $ЮВ_1^2$, и имеют худшие ФЕС по сравнению с водонасыщенной подошвой пласта $ЮВ_1^2$.

В таблице 2.6 приведены входные и текущие показатели по краевым скважинам в прерывистом коллекторе. Средний входной дебит жидкости составляет 15,6 т/сут, низкий дебит жидкости говорит об ухудшенных коллекторских свойствах пласта и недостаточности в данных условиях проведения ГРП с закачкой малого объема проппанта [33]. Незначительный дебит жидкости обусловил низкую среднюю удельную текущую накопленную добычу нефти, которая по состоянию на 01.01.2006 г. составила 1,7 тыс. т. Следует отметить, что скважины №№ 745, 736ПГ и 880ПГ были переведены под нагнетание воды.

Низкая продуктивность скважин обусловлена небольшим объемом закачиваемого проппанта (7,0 т), и вследствие этого, небольшой геометрией трещины и небольшой высотой (15,8 м), что не вызывает достаточной связанности коллекторов и приводит к необходимости проведения повторного ГРП с оптимальным объемом проппанта [23].

Таблица 2.6 - Технологические показатели скважин пробуренных в краевой водонефтяной зоне в прерывистом пласте

№ скв	Входные показатели			Текущие показатели					Проппант закачанный в пласт, т
	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	
745	28,0	36,0	22,5	переведена в ППД			2,8	6,1	12
736ПГ	11,0	16,4	33,1	переведена в ППД			1,2	1,8	6,5
880ПГ	12,4	18,3	32,0	переведена в ППД			1,5	3,5	5,7
890ПГ	2,3	2,7	16,0	б/д			0,6	0,8	4,9
907ПГ	3,7	4,4	16,9	0,2	2,2	89,9	1,9	3,0	5,9
Среднее	11,5	15,6	24,1	0,2	2,2	89,9	1,6	3,0	7,0

Таким образом, скважины, пробуренные в краевой ВНЗ в прерывистом коллекторе с проведением малообъемного ГРП, характеризуются низкими технологическими показателями вследствие низких ФЕС. На данной группе скважин необходимо предусмотреть проведение значительной программы ГТМ, включающей реперфорацию продуктивных интервалов пласта с последующей обработкой ПЗП комплексными кислотными составами, а также повторное большеобъемное ГРП (20 – 30 т).

2.9 Результаты проведения ГРП в горизонтальных скважинах

Всего в горизонтальных скважинах было проведено 14 ГРП. Применение ГРП приурочено к тем участкам, где эффект по скважинам с горизонтальным окончанием был ниже, чем по наклонно-направленным с ГРП.

ГРП проводился по технологии «Суржифрак», описание которой широко представлено в иностранной литературе [44, 39]. Данный вид ГТМ был выполнен компанией «Халлибуртон» и является новым на месторождении.

Преимущества технологии «Суржифрак» заключаются в возможности создания нескольких трещин за один заход без использования пакера или цементного моста. Обеспечение сообщаемости всех перфорационных отверстий с трещиной, снижение потерь давления на трение в призабойной зоне, контроль направления раскрытия трещины позволяет смешивать на забое два потока жидкости, что достигается за счет осуществления одновременной закачки через НКТ и затрубное пространство.

Данная технология применяется в горизонтальных скважинах с открытым стволом, цементированным горизонтальным участком или освоенным хвостовиком щелевыми отверстиями или предустановленными фильтрами. При этом могут создаваться как трещины с закачкой значительного объема проппанта, так и трещины небольшой длины для устранения влияния скин-фактора на продуктивность скважины.

На рисунке 2.41 представлена возможная схема проведения ГРП в ГС по технологии «Суржифрак».

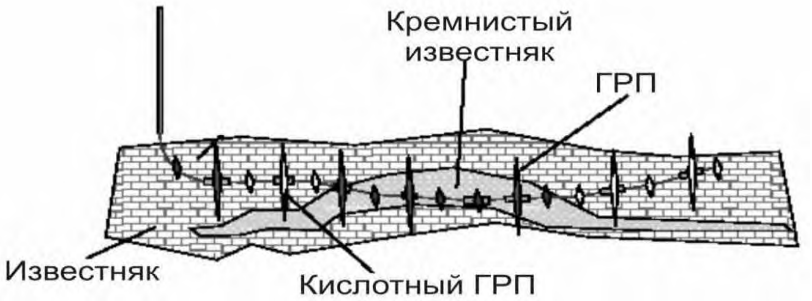


Рисунок 2.41 - Возможная схема проведения ГРП в ГС («Суржифрак»)

Порядок проведения «Суржифрак» следующий. Первая обработка проводится в наиболее удаленной части горизонтальной скважины. Первоначально проводится промывка скважины линейным гелем. Затем разрезается

колонна (хвостовик), и создается трещина путем закачки под высоким жидкости с добавлением кварцевого песка. При этом, ввиду отсутствия пакера, осуществляется закачка в затрубное пространство линейного геля. После создания трещины происходит остановка для оценки давления, или сразу же проводится ГРП, соответствующий обычному (закачка подушки, закачка расклинивающего агента и т.д.), после чего данные операции повторяются для создания трещины в другом интервале горизонтального участка скважины.

Следует отметить, что «Суржифрак» является дорогостоящим методом, и подбор скважин-кандидатов на его проведение должен тщательно обосновываться.

Конструкция забоя горизонтальных скважин на Кошильском месторождении представлена нецементируемым хвостовиком с установленными фильтрами ФГС – 114. Фильтры ГС представляют перфорированный хвостовик с установленным проволочным фильтром для предотвращения попадания породы в ствол скважины. При рассмотрении применения ГРП на скважинах с данной конструкцией забоя необходимо учитывать, что проведение ГРП нарушает целостность хвостовика и может привести к выносу проппанта и породы в ствол скважины через созданные отверстия, и, в итоге, к снижению продуктивности скважины, что также отражено в выводах следующих работ [8, 41, 42, 43]. Вследствие этого в горизонтальных скважинах на одну из главных ролей выходит освоение скважин после ГРП, а также проведение в последующем очистки ствола от породы. Данная операция возможна при помощи колтюбинга, который уже весьма распространен и успешно применяется на месторождениях Западной Сибири [24].

Из 14 проведенных ГРП успешными оказались 10 операций, успешность 71%.

На рисунке 2.42 приведен пример проведения ГРП в условиях верхнеюрских коллекторов.

Прирост дебита нефти составил 17,4 т/сут при кратности 2,1. Дополнительная добыча нефти составила 4,5 тыс. т.

На рисунке 2.43 приведена динамика технологических показателей эксплуатации, приведенных на дату проведения ГРП.

Необходимо отметить, что после проведения ГРП наблюдается периодический режим работы насосов, обусловленный пониженным пластовым давлением (18,2 МПа) по причине увеличения дебита жидкости с 20,0 т/сут до 56,2 т/сут и смену нескольких насосов в краткосрочный период работы, что является следствием выноса проппанта из пласта, что присуще любому гидравлическому разрыву пласта. Приведенная информация указывает на важность выбора скважин-кандидатов для ГРП и геологических условий, в которых они располагаются [7].

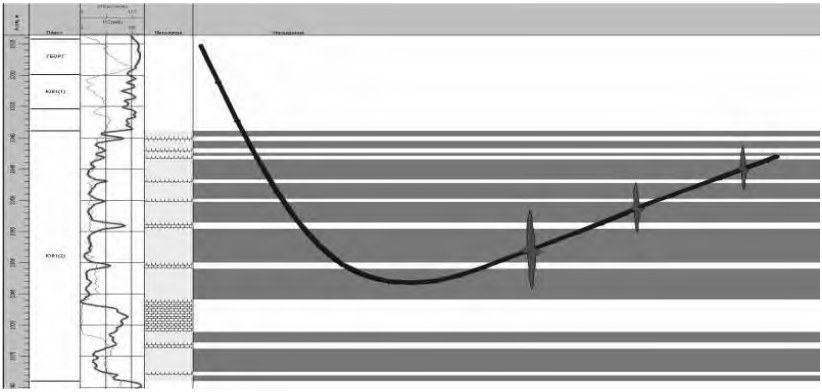


Рисунок 2.42 - Схема проведения ГРП в горизонтальной скважине в условиях верхнеюрских коллекторов

Таким образом, проведение поэтапного ГРП («Суржифрак») на горизонтальных скважинах произвело положительный эффект, но при этом отмечены некоторые отрицательные моменты, и поэтому данная технология требует дальнейшего изучения и перспективна для дальнейшего применения [15].

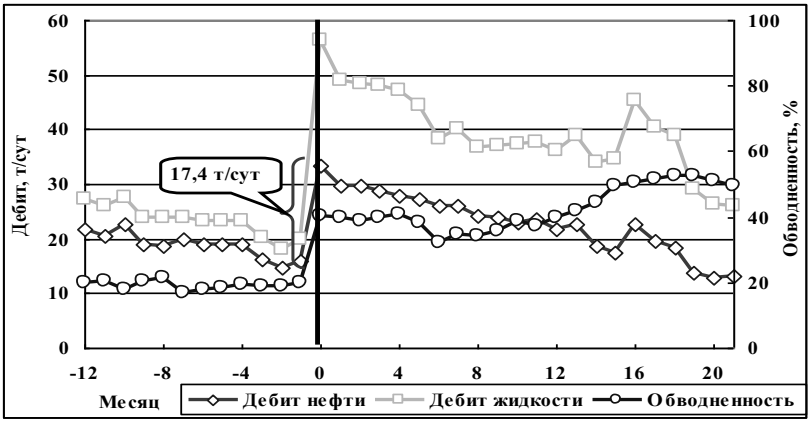


Рисунок 2.43 - Динамика показателей эксплуатации горизонтальных скважин после ГРП

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Апасов Т.К. Анализ результатов эффективности гидравлического разрыва пласта на юрских отложениях / Т.К. Апасов, А.С Трофимов, Р.Т. Апасов, А.Н. Пазин // изв. Вузов, сер. Нефть и газ. – 2003. - №6. – С. 22–29.

2. Грачев С.И. Концепция доразработки месторождений на завершающей стадии / С.И. Грачев, Р.И. Медведский, С.К. Сохошко, А.Н. Леванов // Современные технологии для ТЭК Западной Сибири: Сборник науч. трудов III Всероссийской науч.-практич. конф. Западно-Сибирского общества молодых инжен. нефтнян. при ТюмГНГУ. г. Тюмень 23.04.2009. – Тюмень, изд-во «Печатник», 2009. - С. 288-293.

3. Ентов В.М. Стационарная фильтрация однородной жидкости в элементе разработки нефтяного пласта с трещиной гидроразрыва / В.М. Ентов, В.В. Мурзенко // Изв. РАН. МЖГ. – 1994. - №1 – С. 104–112.

4. Зазовский А.Ф. О стационарном притоке жидкости к скважине с вертикальной трещиной гидроразрыва большой протяженности / А.Ф. Зазовский, Г.Т. Тодуа // Изв. РАН. МЖГ. – 1990. - №4. – С. 107–116.

5. Закиров С.Н. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. / С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганова, А.В. Спиридонов. -

М.:РАН,2004. - 520 с.
6. Игнатьев М. Интенсификация добычи: две стороны одной трещины / Нефтегазовая вертикаль. – 2003 - № 15. - С. 36–43.
7. Исхаков Р.М. Внедрение технологии гидроразрыва пластов / Р.М. Исхаков, А.Ю. Комаров, Р.Р. Назыров // Газовая промышленность. – 1998. - № 07. – С. 19–20.
8. Кэнон Д.М. Предотвращение обратного выноса расклинивающего материала после гидроразрыва пласта / Д.М.Кэнон, Т.Т.Фам, П.П. Вэлко.
9. Кочетков Л.М. Результаты применения технологии экраноустанавливющего ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», сборник научных трудов «Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин»:- Краснодар, 2001, стр. 283 – 286.
10. Курамшин Р.Г. Оценка влияния применения гидроразрыва пласта на объем вовлекаемых в разработку запасов нефти / Нефтепромысловое дело. – 1999. - № 04. – С. 24–25.
11. Курамшин Р. Влияние гидроразрыва пласта на продуктивность добывающих скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах / Р. Курамшин, Г. Степанова, Т. Ненартович, А. Иванов // Бурение и нефть. – 2005. - № 01. – С. 14–17.
12. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений. - М.: ИКИ, 2002. - 296 с.
13. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 516 с.
14. Лысенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В.Д. Лысенко, Р.М. Кац // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 11. – С. 13–19.
15. Малышев А.Г. Перспективы применения ГРП для разработки месторождений с низкопродуктивными коллекторами / А.Г. Малышев, Г.А. Малышев, В.Ф. Седач, В.Н. Журба // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. междунар. симп. - М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2004. – С. 441–448.
16. Малышев Г.А. Прогнозирование влияния гидроразрыва пласта и обработок призабойных зон на режим работы участка пласта / Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. - С.

34 – 36.

17. Малышев Г.А. Аналитическое исследование влияния трещины гидроразрыва пласта на работу участка месторождения / Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в 21 веке: Сб. тр. науч.-практ. конф. ОАО СибНИИНП. – Тюмень, 2000. – Ч. 1. – С. 142–149.

18. Малышев О.Г. Применение гидравлического разрыва пластов в разработку низкорентабельных запасов нефти месторождений Юганского района (на примере Приобского месторождения) / О.Г.Малышев, А.Н. Янин // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы XI науч. практич. конф. – Ханты-Мансийск, изд-во «ИздатНаукаСервис», 1998. – С. 202–207.

19. Медведский Р.И. Различие в подходах проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях США и Тюменской области / Р.И. Медведский, А.В. Ишин // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: Материалы науч.-практ. конф. - Тюмень, 1999. – С. 41–46.

20. Медведский Р.И., Леванов А.Н., Большаков В.В., Ишин А.В. Гидравлический разрыв пласта, методическое пособие – Тюмень, 2008. – 74 с.

21. Мурзенко В.В. Аналитические решения задач стационарного течения жидкости в пластах с трещинами гидроразрыва / Изв. РАН. МЖГ. – 1994. - № 2. – С. 74-82.

22. Осадчий В.М. Возможности и перспективы геофизических исследований для контроля и повышения эффективности гидравлического разрыва нефтегазовых пластов (ГРП) в России и на Западе / Каротажник. – 2004. - № 10-11. – С. 249 – 259.

23. Пат. 2227208 РФ, 7 Е 21 В 43/25. Способ воздействия на призабойную зону пласта / А.В. Чернышев, В.В. Мазаев, А.С. Тимчук, В.Ю. Морозов. - № 2001135114/03; Заявлено 20.12.2001; Опубл. 20.04.2004, Бюл. № 11.

24. Рудник А. Анализ эффективности технологии очистки и освоения скважин с помощью койлтюбинга в условиях месторождений Западной Сибири / А. Рудник, А. Цзин, В. Яшин, М. Закирьянов // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – осень. – С. 24–29.

25. Сафин С.Г. Геолого-физические условия внедрения и эффективность гидроразрыва пласта на месторождениях НГДУ «Суторминскнефть» / С.Г. Сафин, Г.А. Макеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1999. - № 02. – С. 31–34.

26. Хавкин А.Я. Особенности разработки нефтяных месторождений с глиносодержащими коллекторами / А.Я. Хавкин, А.Г. Ковалев, В.Е. Ступоченко // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – 59 с.

27. Хавкин А.Я. Влияние проницаемости на выработку зонально-неоднородных низкопроницаемых пластов / Нефтяное хозяйство. - 1995. - №5, - С. 33-35.

28. Хавкин А.Я. Физические аспекты многофазной фильтрации в пористой среде / Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1991. - С. 60.

29. Хавкин А.Я. Гидродинамика многофазной фильтрации в пористой среде / Нефтяное хозяйство. - 1991. - №5. - С. 23-27.

30. Хисамутдинов Н.И. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами / Н.И. Хисамутдинов, Ш.Ф. Тахаутдинов, А.Г. Телин, Т.И. Зайнетдинов, М.З. Тазиев, Р.С. Нурмухаметов. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. - 184 с.

31. Хисамутдинов Н.И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии / Т.1. Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии // Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманова, И.В. Владимиров, Н.З. Ахметов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Сарваретдинов. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - 252 с.

32. Шпуров И.В. Влияние геодинамических условий разработки на фильтрационно-емкостные свойства пород горизонта $ЮВ_1$ Хоряковского месторождения / И.В. Шпуров, С.В. Иванов, Е.Р. Патваканян, К.Л. Матвеев // Нефть и газ. – 2002. - № 3. – С. 27-32.

33. Cinco-Ley H. Transient pressure behavior for a well with finite-conductivity vertical fracture / H. Cinco-Ley, F. Samaniego, N. Dominques // Society of petroleum engineers journal. – 1978 - Aug. – P. 253-264.

34. Dozier G. Refracturing works / G. Dozier, J. Elbel, E. Fielder, R. Hoover, S. Lemp, S. Reeves, E. Sierbrits, D. Wisler, S.

Wolhart // Oilfield review. – 2003. – Autmun. – P. 38–53.

35. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice, Alvin Texas, Orsa press, 2002. – p. 262.

36. Fisher K. Barnett Shale fracture fairways aid E&P / World Oil. – 2006. – August. – P. 83-86.

37. Fisher M. K. Optimizing horizontal –completion techniques in the Barnet shale using microsiesmic fracture mapping / M.K. Fisher, J.R. Helnze, C.D. Harris // SPE paper. – 2004. – № 90051.

38. Manrique J. Oriented fracturing – a practical technique for production optimization / J. Manrique, A. Venkitrraman // SPE paper. – 2001. - № 71652.

39. McDaniel B.W. Stimulation Techniques for Low-Permeability Reservoirs with Horizontal Completions that Do Not Have Cemented Casing / B.W. McDaniel, R.M. Willett // SPE paper. – 2002. - № 75688.

40. Nitters G. Dual Hydraulic Fracturing Technique Minimizes Proppant Convection and Increases Hydrocarbon Production / G. Nitters, K. Gijtenbeek, M. Van Domelen // SPE paper. – 1996. - № 36903.

41. Parker M. Understanding proppant flowback / M. Parker, J. Weaver, D. Van Batenburg // SPE paper. – 1999. - № 56726.

42. Sparlin D.D. Proppant selection for fracturing and sand control / D.D. Sparlin, R.W. Hagen // World Oil. – 1995. – January. – P. 37-40.

43. Sparlin Sr.D.D. Sand control in horizontal wells / World Oil – 2005. – August. - P. 77-80.

44. Surjaatmatmadja J.B. Successful acid treatments in horizontal openholes using diversion and instant response downhole mixing – an in-depth postjob evaluation / J.B. Surjaatmatmadja, B.W. McDaniel, A. Cheng, K. Rispler, M.J. Rees, A. Khaled //, SPE paper. – 2002. - № 75522.

45. Willis R. Microseismic imaging of fracture treatment provides answers, stimulations questions / R. Willis, L. Paugh, L. Griffin // World Oil. – 2006. – December. – P. 66-69.

3 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

3.1 Эффективность применения скважин с горизонтальным окончанием с различным профилем горизонтального участка в пластах с большими толщинами

На данный момент времени получен большой опыт успешного применения горизонтальных скважин в тонких нефтяных пластах. Горизонтальные скважины используют для выработки запасов из тонких нефтяных оторочек, особенно если они подстилаются водой и перекрываются газовой шапкой (Лянторское, Федоровское месторождения) [3, 14]. Также горизонтальные скважины эффективны для довыработки запасов из пропластков многослойных коллекторов, когда часть из них уже обводнена, а другая часть еще содержит значительные запасы нефти [2], которые нетронуты заводнением, что подтверждено практически на Мегионском и Камынском месторождениях. Особенно показателен случай по последнему месторождению, на котором из бокового ствола нагнетательной скважины, проработавшей несколько лет, получен приток чистой нефти. Следует отметить опыт бурения горизонтальных скважин компании Chevron совместно с Schlumberger. Так на месторождении, находящемся в Нигерии, была успешно пробурена горизонтальная скважина в высокопроницаемом пласте с эффективной нефтенасыщенной толщиной 1,8 м [34]. Такие примеры убеждают в том, что горизонтальные скважины эффективны для разработки тонких пластов, поскольку в них наклонно-направленные скважины экономически невыгодны, а также затруднительно проведение ГРП (толщина менее 4 м). Если эффективность применения ГС в тонких пластах не вызывает сомнения, то для выработки запасов из пластов с большой толщиной она не бесспорна. Для оценки эффективности ГС в пластах с большой толщиной воспользуемся примером пласта $ЮВ_1^2$ Кошильского месторождения [15, 29].

Кошильское месторождение разбуривалось с

горизонтальными скважинами по 3-рядной системе разработки с 2000 по 2003 год, со стандартным подходом – добывающие скважины с горизонтальным окончанием и нагнетательные наклонно-направленные скважины [7]. Всего была пробурена 61 горизонтальная скважина, все скважины добывающие. Средняя длина горизонтального участка – 261 метр. В основном скважины оборудовались хвостовиком с установленными фильтрами ФГС–114, что является наиболее популярным способом заканчивания скважин с горизонтальным окончанием [9]. В среднем суммарная длина фильтров на одну скважину составляет 58,4 метра [23].

Следует отметить, что горизонтальные скважины в действительности не являются идеально горизонтальными, даже если их ствол пытаются провести в пределах одного пропластка. Многочисленные выправления зенитного угла ствола приводят к тому, что ствол становится волнистым [5, 30]. Еще меньше под определение «горизонтальная» попадают скважины с пологим углом наклона для охвата как можно большего числа пропластков. Соответственно, эти скважины могут быть нисходящими или восходящими, т.е. направленными к подошве пласта или к кровле [22]. Определение «наклонно-направленная скважина» также имеет условности. Вертикальной называют скважину, зенитный угол которой отклоняется от вертикали не более чем на 5°. Таковыми являются, как правило, разведочные скважины, которых немного в добывающем фонде. Эксплуатационные скважины выполняются наклонно-направленными для охвата большой площади дренирования при кустовом расположении скважин. Однако их наклон производится выше продуктивного пласта, а при входе в пласт их ствол стараются привести к вертикали [33]. Поэтому для таких скважин применяют термин «вертикальная скважина».

На месторождении горизонтальные скважины в основном представлены двумя типами профиля горизонтального участка. Наибольшее количество горизонтальных скважин (52% от общего числа скважин) имеют горизонтальный профиль. Вторая по численности группа представлена восходящим

профилем (примерно 42%). Остальные скважины имеют нисходящий профиль (поскольку такие скважины незначительно представлены на месторождении, то в анализ они не вошли). Примеры основных профилей горизонтальных участков скважин приведены на рисунке 3.1 и 3.2.

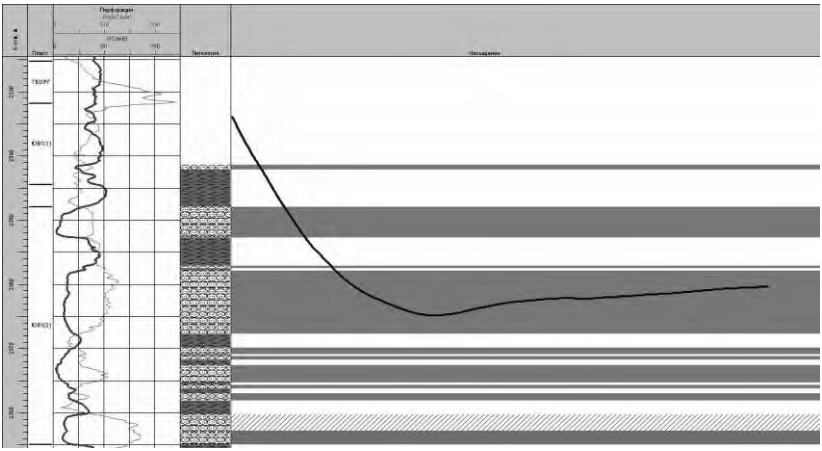


Рисунок 3.1 - Горизонтальный профиль ствола скважины №824Г

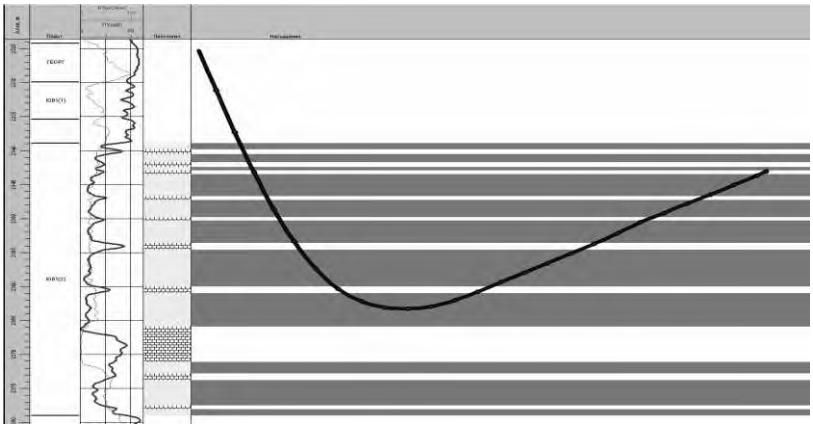


Рисунок 3.2 - Восходящий профиль ствола скважины №855Г

Скважины с горизонтальным профилем

характеризуются тем, что отбирают нефть из одного пропластка (рисунок 3.1), а скважины с восходящим профилем вовлекают в разработку несколько пропластков (рисунок 3.2).

Практически все горизонтальные скважины пробурены на пласт $ЮВ_1^2$, нефтенасыщенная толщина которого составляет около 21 м при коэффициенте расчлененности, равном 8 (таблица 3.1). Поэтому скважины с горизонтальным профилем, пробуренные на данный пласт, дренируют в основном только один пропласток, а запасы нефти в остальных пропластках остаются малодренируемыми. Соответственно, Кохв (КИН) будет меньше за счет вскрытия только одного пропластка по сравнению с горизонтальными скважинами с восходящим профилем.

Из таблицы 3.1 видно, что средний дебит нефти по группе скважин с восходящим профилем (37,5 т/сут) в 1,4 раза больше, чем по группе с горизонтальным профилем (26,1 т/сут), при этом обводненность ниже на 14,4%. Накопленная добыча нефти на одну скважину по группе с горизонтальным профилем составила 37,9 тыс. т, а с восходящим 72,1 тыс. т, что больше в 1,9 раза.

Таблица 3.1 - Основные технологические показатели горизонтальных скважин с различным профилем ствола

Профиль горизонтального участка	Средние показатели			Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс.т	Накопленная добыча жидкости на 1 скважину, тыс.т
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %		
Горизонтальный	26,1	42,8	40,6	37,9	64,8
Восходящий	37,5	50,2	26,2	72,1	95,2

На рисунке 3.3 представлена динамика дебита нефти и обводненности, откуда видно, что технологические показатели за первые три года разработки сопоставимы, а, начиная с 2003 г., наблюдается значительное превосходство скважин с

восходящим профилем.

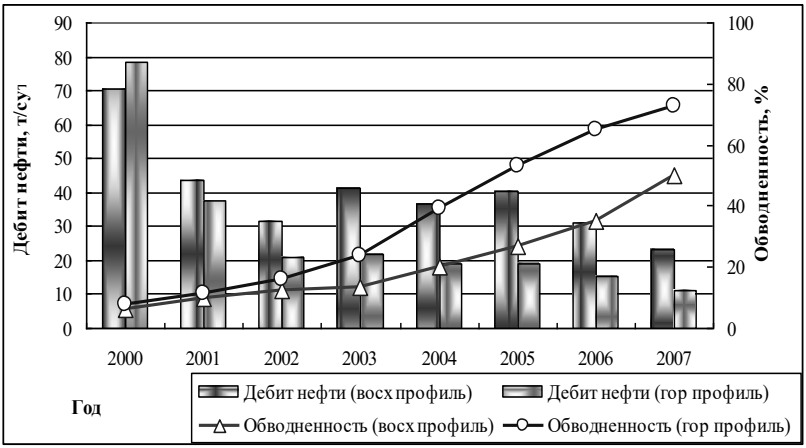


Рисунок 3.3 - Динамика дебита нефти и обводненности горизонтальных скважин с различным профилем ствола

В дополнение к рисунку 3.3 в таблице 3.2 приведены основные технологические показатели за последний месяц работы, откуда видно, что дебит жидкости по скважинам с восходящим профилем на 20% (49,0 т/сут) выше, чем по скважинам с горизонтальным профилем, что свидетельствует о лучшем энергетическом состоянии пласта. При этом обводненность по скважинам с восходящим профилем меньше в 1,3 раза и составляет 57,0%, что характеризует большие вовлеченные подвижные запасы в горизонтальных скважинах с восходящим профилем.

Сопоставление характеристики вытеснения по рассматриваемым группам также подтверждает большую эффективность скважин с горизонтальным окончанием с восходящим профилем по сравнению со скважинами с горизонтальным профилем (рисунок 3.4). Так, при значении водонефтяного фактора (ВНФ) 0,42 удельная накопленная добыча нефти по восходящему профилю составляет 94 тыс. т/1

скв, а по горизонтальному 36 тыс. т/1 скв, что в 2,6 раза меньше, что подтверждает ранее проведенные исследования [16].

Таблица 3.2 - Текущие технологические показатели горизонтальных скважин

Профиль горизонтального участка	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %
Горизонтальный	10,5	40,8	74,4
Восходящий	21,0	49,0	57,0

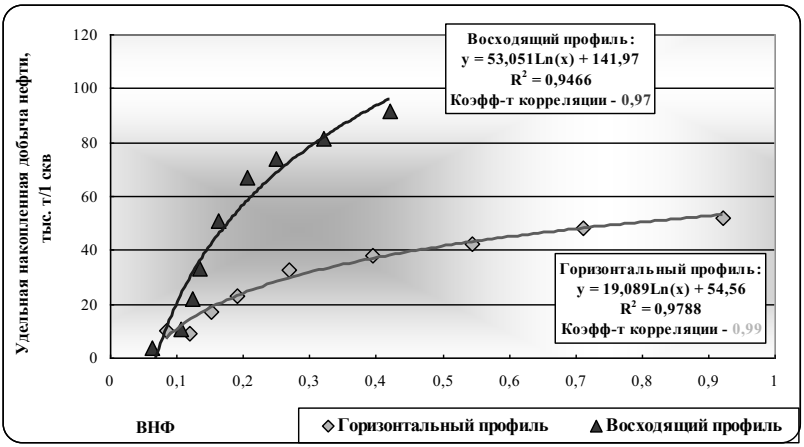


Рисунок 3.4 - Характеристика вытеснения в координатах «Удельная накопленная добыча нефти – ВНФ»

Таким образом, горизонтальные скважины с восходящим профилем имеют лучшие технологические показатели по сравнению со скважинами с горизонтальным профилем. Это достигнуто, в том числе, за счет добавления в скважинах с восходящим профилем дополнительно к гидродинамической гравитационной энергии нескольких пропластков, и, соответственно, подвижных запасов, приходящихся на эти пропластки.

3.2 Анализ точности расчета дебита скважин с горизонтальным окончанием

В настоящее время наибольшей популярностью для расчета дебита горизонтальной скважины пользуется формула Joshi. Сама формула (3.1) и описание ее составляющих представлены ниже.

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}] + (h/L)\ln[h/(2r_w)]}, \qquad (3.1)$$

где $a = (L/2)[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4}]^{0.5}$, q – дебит скважины, т/сут; k_h – проницаемость пласта, мкм^2; k_h' – проницаемость вскрытых интервалов, мкм^2; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; h' – нефтенасыщенная толщина вскрытых интервалов, м; Δp – депрессия, МПа; $\Delta p_{gravity}$ – влияние силы тяжести в восходящем стволе, МПа; μ_o – вязкость нефти, мПа*с; B_o – объемный коэффициент, ед.; ρ_o – плотность нефти, т/м^3; L – длина горизонтального ствола, м; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор, ед.; K_{an} – анизотропия пласта по разрезу, ед.; r_{eh} – радиус дренирования, м; x – длина восходящего участка ствола, м; α – зенитный угол.

Для аналитического сравнения скважин с разными профилями воспользуемся представленными в работе примерами – это скважины с горизонтальным профилем № 881Г, и с восходящим профилем № 855Г.

Результаты расчетов и наглядные примеры представлены на рисунке 3.5.

Для преобразования конечного результата из м3/сут в т/сут необходимо внести следующие корректировки:

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta p / (\mu_o B_o) * \rho_o}{\ln[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}] + (h/L)\ln[h/(2r_w)]} * 1000 \qquad (3.2)$$

После проведения расчета по формуле Joshi получено большое расхождение с фактическими данными (таблица 3.3, рисунок 3.5).

Таблица 3.3 – Результаты расчета дебита жидкости по формуле Joshi

№ скв	фактический дебит, т/сут	Расчетный дебит по формуле Joshi, т/сут	отклонение, %
881Г	44,4	576,4	1198,2
855Г	117	1098	838,5

Такое расхождение объясняется применимостью формулы Joshi для однородного изотропного пласта, а фактические данные представлены по реальным скважинам, которые пробурены в анизотропном и неоднородном пласте.

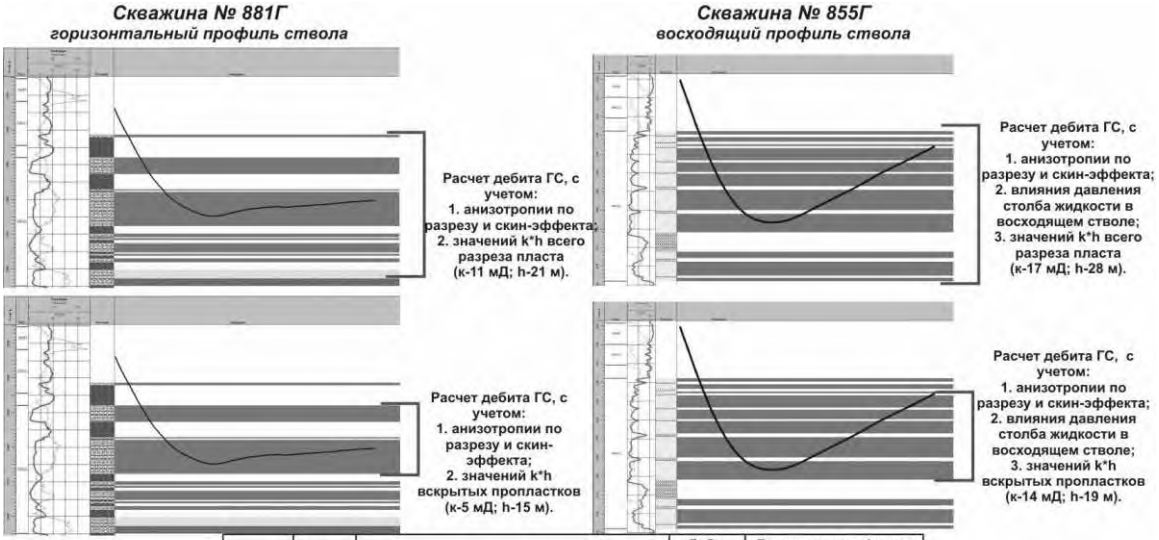
Поэтому для приближения расчетов к реальности необходимо добавить известные данные по анизотропии пласта по разрезу K_{an}, полученные на основе бурения пилотных стволов и скин-эффект S. Тогда формула примет следующий вид:

$$q = \frac{2\pi k_h h \Delta p / (\mu_o B_o)}{\ln[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}] + K_{an}(h/L)\ln[K_{an} h/(2r_w)] + S} \quad (3.3)$$

Согласно уточненным расчетам, учитывающим неоднородность пласта, получены уже более близкие значения дебитов, при этом относительное расхождение все еще значительное (таблица 3.4, рисунок 3.5):

Таблица 3.4 – Результаты расчета дебита жидкости по формуле Joshi с учетом неоднородности пласта

№ скв	фактический дебит, т/сут	Расчетный дебит по формуле Joshi с учетом Kan и S, т/сут	отклонение, %
881Г	44,4	119,4	168,9
855Г	117	165	41,1



№ скв	Профиль ствола	Примечание	Дебит жидкости, т/сут	Расхождение с фактом	
				Абсолютные значения, т/сут	Относительное, %
881Г	Горизонтальный	***факт***	***44,4***	-	-
		по формуле Joshi	576,4	532,0	1198,2
		Расчет с учетом анизотропии и скин-фактора	119,4	75,0	168,9
		Расчет с поправками	**55,5**	**11,1**	***24,9***
855Г	Восходящий	***факт***	***117,0***	-	-
		по формуле Joshi	1098,0	981,0	838,5
		Расчет с учетом анизотропии и скин-фактора	165,0	48,0	41,1
		Расчет с поправками	**139,9**	**22,9**	***19,6***

Рисунок 3.5 - Результаты расчета дебитов скважин с горизонтальным окончанием с разным профилем

Одной из причин высокого расхождения расчетных дебитов с фактическими является вскрытие горизонтальным стволом не всего разреза, в результате чего не все запасы оказываются вовлеченными в разработку, что сказывается и на дебитах. В связи с этим в формуле необходимо учитывать толщины h' и их проницаемость k' только для тех пропластков, которые вскрыты горизонтальным стволом и, соответственно, чьи запасы вовлечены в разработку (формула 3.4).

$$q = \frac{2\pi k'_h h' \Delta p / (\mu_o B_o) * \rho_o}{\ln[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}] + K_{an}(h'/L)\ln[K_{an} h'/(2r_w)] + S} * 1000 \qquad (3.4)$$

Если формула 3.4 применима для горизонтальных скважин с горизонтальным профилем ствола, то в ГС с восходящим профилем дополнительно появляется влияние силы тяжести $\Delta p_{gravity}$ за счет давления жидкости на восходящем участке горизонтального ствола, которое определяется по формуле 3.6. Формула для расчета дебита в скважине с горизонтальным окончанием с восходящим профилем представлена ниже (формула 3.5).

$$q = \frac{2\pi k'_h h' (\Delta p + \Delta p_{gravity}) / (\mu_o B_o) * \rho_o}{\ln[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2}] + K_{an}(h/L)\ln[K_{an} h/(2r_w)] + S} * 1000, \qquad (3.5)$$

где $\Delta p_{gravity} = \rho_o g h / 2 = \rho_o g x \sin(\alpha - \pi/2)/2$

Более приближенный расчет показывает достаточное соответствие расчетных и фактических дебитов, относительное расхождение значений которых изменяется от 19,6 % до 24,9 %, что для аналитических расчетов можно признать удовлетворительным результатом; наличие расхождения дебитов объясняется наличием неоднородности пласта по площади (таблица 3.5, рисунок 3.5).

Следует отметить, что в трех проведенных расчетах скважина № 855Г (восходящий профиль) имела более высокий дебит, чем скважина № 881Г (горизонтальный профиль). В первых двух расчетах такой результат был получен за счет значений проницаемости и толщины пласта, в третьем расчете, где учтены вскрытые толщины, ситуация более приближена к реальности (таблица 3.6).

Таблица 3.5 – Результаты расчета дебита жидкости по формуле Joshi с учетом неоднородности пласта и вскрытых интервалов

№ скв	фактический дебит, т/сут	Расчетный дебит по формуле Joshi с учетом Kan, S, k_h', h', $\Delta p_{gravity}$, т/сут	отклонение, %
881Г	44,4	55,5	24,9
855Г	117	139,9	19,6

Таблица 3.6 – Результаты расчета дебита скважин с горизонтальным окончанием с разным профилем ствола

Расчет	Скважина 881Г (горизонтальный профиль)	№ 855Г (восходящий профиль)	Соотношение дебитов
Расчетный дебит по формуле Joshi, т/сут	576,4	1098	1,9
Расчетный дебит по формуле Joshi с учетом Kan и S, т/сут	119,4	165	1,4
Расчетный дебит по формуле Joshi с учетом Kan, S, k_h', h', $\Delta p_{gravity}$, т/сут	55,5	139,9	2,5
фактический дебит, т/сут	44,4	117	2,6

Из приведенных данных видно, что к фактическому соотношению дебитов скважин с горизонтальным окончанием с разными профилями ствола (2,6) максимально близко

соотношение по третьему расчету (2,5), где учтено вскрытие стволом пропластков.

Таким образом, формулу Joshi можно использовать для приближенных расчетов дебитов, но для этого рекомендуется использовать поправки, учитывающие анизотропию пласта, скин-фактор, ФЕС только вскрытых стволом скважины пропластков и влияние сил гравитации в восходящем стволе. С учетом внесенных поправок можно с высокой степенью достоверности рассчитать соотношение дебитов скважин с горизонтальным и восходящим профилем.

3.3 Результаты применения скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных с ГРП в пластах с толщиной более 10 м, представленных монолитным и расчлененным строением

Анализ эффективности приводится по Кошильскому месторождению, где широко представлены горизонтальные скважины и наклонно-направленные скважины с ГРП. В анализе учитывается расчлененность геологического разреза (монолит или прерывистый), что несет ключевое значение при применении на месторождения скважин с горизонтальным заканчиванием [28].

В пласте $ЮВ_1^2$ широко распространены два характерных типа коллектора – монолитный и прерывистый. Примеры данных типов коллекторов приведены на рисунке 3.6 в виде каротажных диаграмм скважин.

Распределение различных по конструкции забоя скважин, расположенных в разных типах коллектора, представлено на рисунке 3.7.

Наибольшее количество скважин эксплуатационного фонда, вошедшего в анализ, располагается в монолитном коллекторе и составляет 99 единиц (61% от общего количества), из них 81 наклонно-направленная и 18 горизонтальных скважин, в прерывистом коллекторе пробурено 64 скважины (39%), из них 55 наклонно-направленных и 9 горизонтальных скважин.

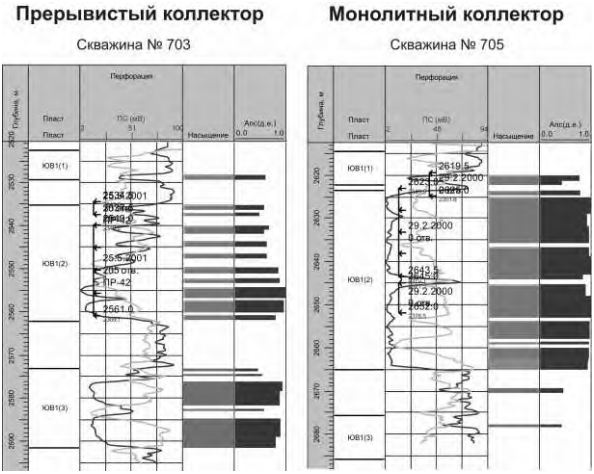


Рисунок 3.6 - Диаграммы скважин расположенных в прерывистом и монолитном типе коллектора

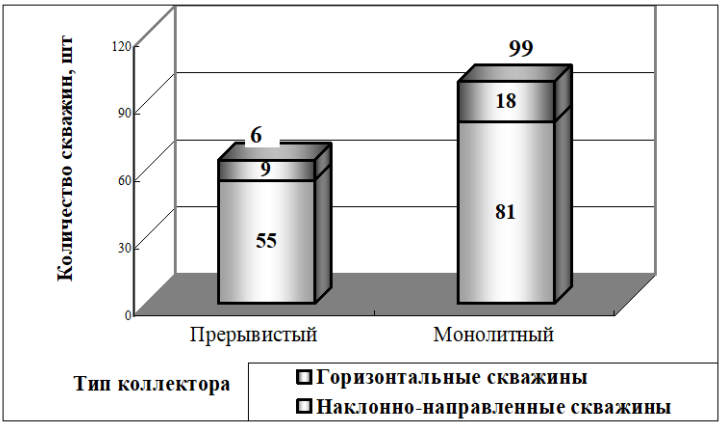


Рисунок 3.7 - Распределение различных по конструкции скважин в разных типах коллектора

Прерывистому коллектору присущи худшие геологические параметры пласта по сравнению с монолитом, что напрямую влияет на значения дебита жидкости и

накопленных отборов в меньшую сторону (таблица 3.7). Характерным для данного типа коллектора является более низкое значение эффективных нефтенасыщенных толщин (14,7 м), коэффициента песчанистости (0,52) и проницаемости (11 мД).

Таблица 3.7 - Сопоставление геологических параметров разных типов коллекторов с их промысловыми показателями

Тип коллектора	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Коэффициент			Дебит жидкости, т/сут		Удельная накопленная добыча нефти, тыс.т/1скв
		песчанистости, д.ед	проницаемости, мД	нефтенасыщенности, д.ед	текущий	максимальный	
Монолитный	28,7	0,76	50,9	0,63	76	88	45,5
Прерывистый	14,7	0,52	11,4	0,54	22	35	12,4

Монолитный коллектор характеризуется наилучшей геологией и, соответственно, самыми высокими технологическими показателями, отличается наибольшей проницаемостью (51 мД) и максимальными нефтенасыщенными толщинами (28,7 м).

Сравнение технологических показателей скважин с различным профилем ствола, стимулированных ГРП и без ГРП, эксплуатирующих монолитный и прерывистый коллектор, приведено в таблице 3.8. Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности представлена на рисунках 3.8 – 3.9.

В связи с тем, что с 2003 г., при проведении ГРП значительно увеличились объемы закачиваемого проппанта в пласт (до 2003 г. – 5–15 т, начиная с 2003 г. – 30–100 т), и повысилась эффективность технологий, далее в группе анализируемых скважин с ГРП участвуют скважины, в которых гидравлический разрыв был проведен после 2002 г.

В анализ не вошли 7 скважин с неуспешным ГРП, которые расположены в краевой водонефтяной зоне в монолитном коллекторе.

Сравнение проводилось за три первых года со времени ввода скважин в эксплуатацию для групп скважин без ГРП, в группах скважин с ГРП за время отчета принималась дата проведения гидроразрыва пласта в период 2003 – 2005 гг.

Таблица 3.8 - Технологические показатели эксплуатации скважин в зависимости от расположения (в монолитном или прерывистом коллекторе)

Скважины	Количество скважин, шт	Входные показатели			Средние показатели			Удельная накопленная добыча нефти , тыс.т/1 скв	
		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	До ГРП (переходящий фонд)	После ГРП или ввода в эксплуатацию (36 мес)
	Прерывистый коллектор								
ГС	9	32,7	43,0	24,0	13,6	18,3	25,7		11,4
ННС без ГРП	39	9,0	11,6	22,2	6,2	7,0	11,4		4,7
ННС с ГРП (с 2003 г.)	16	33,5	50,7	33,9	20,6	32,5	36,6	20,2	9,9
	Монолитный коллектор								
ГС	18	52,5	60,8	13,6	49,3	54,0	8,7		48,4
ННС без ГРП	69	14,7	19,3	23,9	12,8	15,7	18,5		10,5
ННС с ГРП (с 2003 г.)	21	42,4	64,1	33,9	44,9	69,4	35,3	40,4	31,8

Худшими технологическими показателями обладают наклонно-направленные скважины без проведения ГРП, при этом в настоящее время скважины с вертикальным окончанием ствола вводятся в эксплуатацию с проведением ГРП, поэтому данные группы скважин не представляют интереса, и в дальнейшем не будут рассматриваться (таблица 3.8).

Следует отметить, что часть анализируемых наклонно-направленных скважин с ГРП расположены на юге в блочно-замкнутой системе с плотностью сетки скважин 18 га/скв, а горизонтальные скважины – на севере в 3-рядной системе с плотностью 32 га/скв. Поэтому горизонтальные скважины заведомо имеют некоторое преимущество над наклонно-направленными с ГРП за счет большего количества подвижных запасов, приходящихся на 1 скважину, и меньшей интерференции.

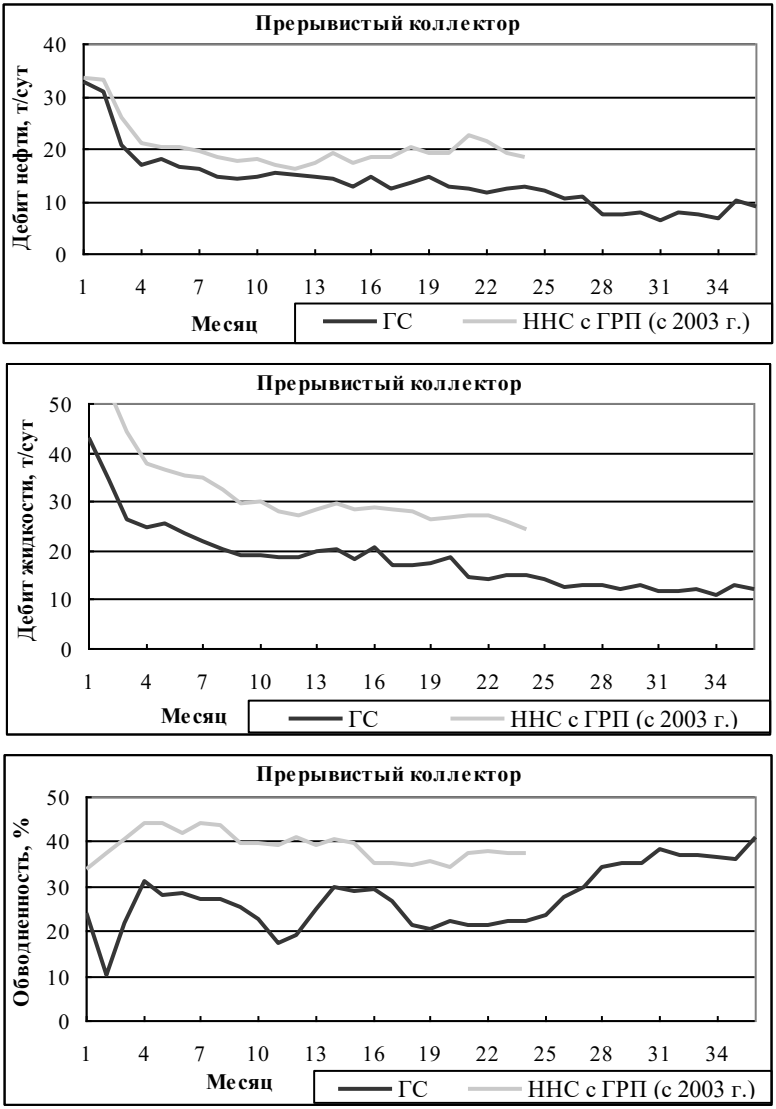
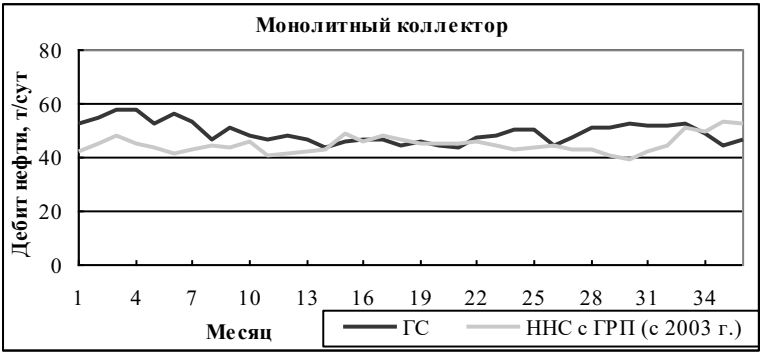
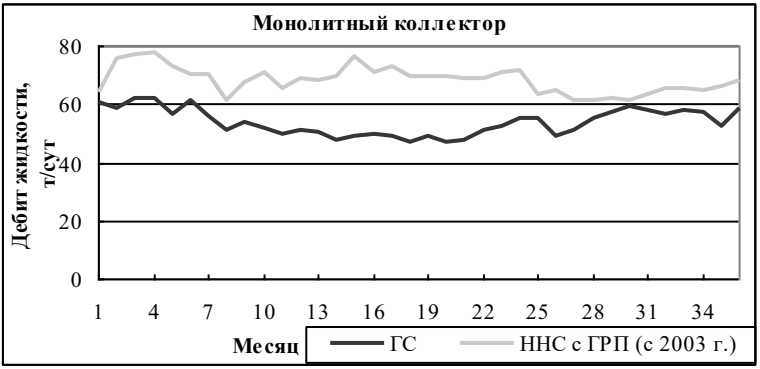


Рисунок 3.8 - Сравнительная динамика дебита нефти, дебита жидкости и обводненности разных по конструкции скважин в прерывистом коллекторе





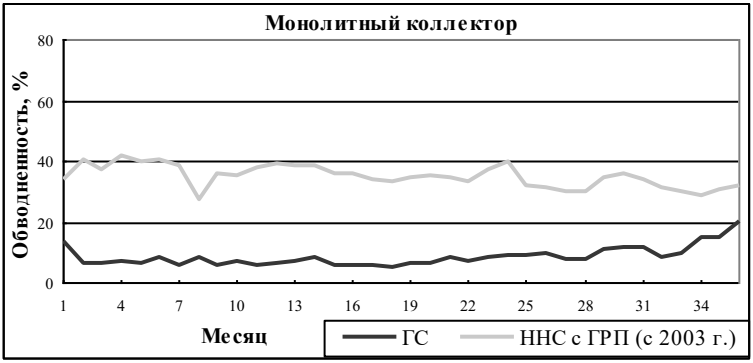


Рисунок 3.9 - Сравнительная динамика дебита нефти, дебита жидкости и обводненности разных по конструкции скважин в монолитном коллекторе

В обоих типах коллекторов можно выделить следующие общие закономерности – лучшими дебитами по жидкости обладают наклонно-направленные скважины с ГРП, при этом меньшую обводненность имеют скважины с горизонтальным окончанием ствола. Однако необходимо иметь в виду, что показатели по ГС приведены за первые три года работы с начала ввода их из бурения, а по скважинам с ГРП – с момента его проведения. Учитывая, что ГРП проводился преимущественно на ранее пробуренном фонде (71% анализируемых скважин), различие групп по обводненности связано с текущей выработкой запасов. Так, значение обводненности наклонно-направленных скважин в обоих типах коллектора до проведения ГРП составляло 28,9%, а после – 37,7%.

Следовательно, в монолитном коллекторе за счет более низкой обводненности (ГС-8,7%, ННС с ГРП – 35,3%) самый высокий средний дебит нефти – в горизонтальных скважинах (49,3 т/сут), что незначительно превышает дебит наклонно-направленных с ГРП (44,9 т/сут). В прерывистом пласте, в силу низких значений ФЕС коллекторов, наибольший дебит нефти у наклонно-направленных скважин с гидроразрывом пласта – 20,6 т/сут против 13,6 т/сут горизонтальных скважин, что также отражается в динамике технологических показателей (рисунок 3.8 – 3.9).

Существенно большие накопленные отборы нефти горизонтальными скважинами по сравнению с наклонно-направленными объясняются тем, что в анализ вошли скважины с ГРП после 2002 г., и на 01.01.2006 г. 36 месяцев могли отработать только те скважины, в которых гидравлический разрыв был проведен в январе 2003 г., т.е. наклонно-направленные скважины имеют меньшее отработанное время.

В таблице 3.9 представлены текущие технологические показатели эксплуатации скважин. В прерывистом пласте наклонно-направленные скважины с ГРП наиболее эффективны, применение в данных геологических условиях горизонтальных скважин нецелесообразно. Также из таблицы видно, что значения средних дебитов и накопленная добыча нефти по

горизонтальным скважинам несколько выше, чем по наклонно-направленным с ГРП, что позволяет рекомендовать их к применению в монолитном коллекторе.

Таблица 3.9 – Текущие технологические показатели эксплуатации скважин в разных типах коллекторов

Скважины	Количество скважин, шт	Показатели за 2005 г.			Удельная накопл. доб. на 01.01.2006 г., тыс.т/1 скв		Максимальный дебит жидк., т/сут
		дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	нефти	жидкости	
		Прерывистый коллектор					
ГС	9	11,1	16,0	30,6	15,1	20,4	47,0
ННС с ГРП (с 2003 г.)	16	17,6	31,8	44,7	24,6	33,6	59,4
		Монолитный коллектор					
ГС	18	49,9	74,4	32,9	77,4	93,2	101,5
ННС с ГРП (с 2003 г.)	21	46,3	76,2	39,2	59	80	115,7

Как показал анализ применения горизонтальных скважин в пластах с большой толщиной (рисунок 3.10), эффективность эксплуатации одного метра нефтенасыщенной толщи при применении горизонтальных скважин до 30 м составляет 4,6 тыс. т/метр, при применении горизонтальных скважин более 30 метров снижается до значений 2,7 – 2,4 тыс.т/метр. Поэтому в монолитных пластах с толщиной менее 30 м рекомендуется применять горизонтальные скважины, а в монолитных пластах с толщиной более 30 м – наклонно-направленные скважины с ГРП.

В дополнение к представленным выше данным приводится сравнение параметрической наклонно-направленной скважины № 15ПР и горизонтальной скважины № 853Г в условиях монолитного пласта с большой толщиной. Скважина № 15ПР была пробурена в 2001 г. и введена в разработку в мае 2005 г. Скважина располагается в 55 метрах от горизонтальной. Суммарная перфорированная толщина составляет 43,2 метра. Перед вводом в эксплуатацию проведен ГРП.

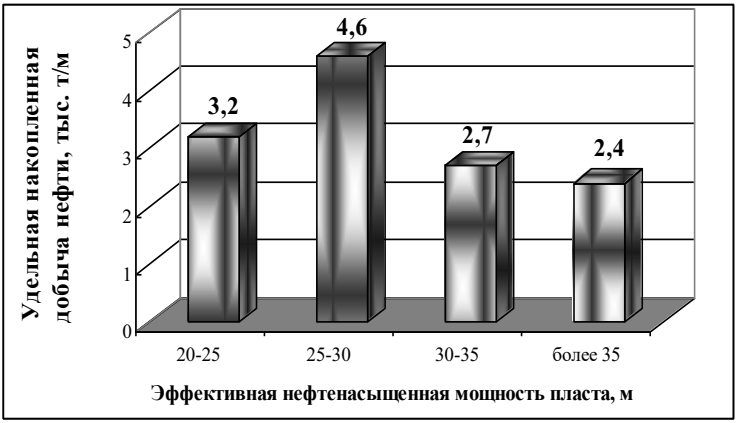


Рисунок 3.10 - Зависимость удельной накопленной добычи нефти горизонтальными скважинами от нефтенасыщенной толщины в монолитном пласте

На рисунке 3.11 показано расположение скважин №№ 15ПР и 853Г, на рисунке 3.12 приведено расположение скважин в пласте.

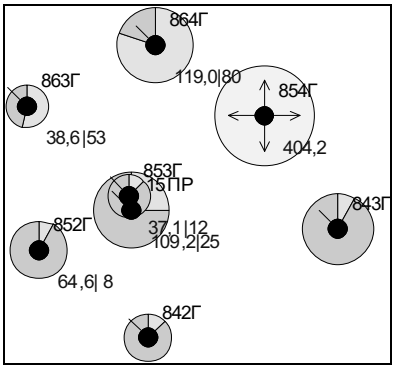


Рисунок 3.11 - Схема расположения скважины № 15ПР и № 853Г

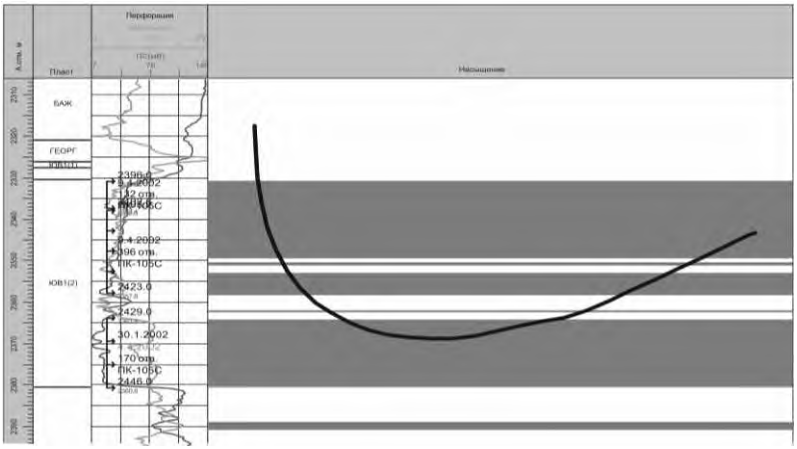


Рисунок 3.12 - Расположение ствола горизонтальной скважины № 853Г в пласте согласно диаграмме скважины № 15ПР

Наклонно-направленная скважина с ГРП (№ 15ПР) имеет лучшие входные показатели, чем горизонтальная (№ 853Г), причем участок разрабатывается с середины 2001 г. и, соответственно, через 4 года имеет худшую энергетику пласта (таблица 3.10).

Таблица 3.10 - Технологические показатели скважин №№ 15ПР и 853Г

Скважина	Дата ввода в эксплуатацию	Входные показатели		Текущие показатели				Среднегодовая добыча нефти, тыс. т/год	Макс. qж, т/сут
		$q_н$, т/сут	f, %	$q_н$, т/сут	f, %	$Q^н_{нак}$, тыс.т	$Q^ж_{нак}$, тыс.т		
15ПР	05.2005	75,6	31,1	50,6	33,1	47,9	64,7	17,0	124,6
853Г	05.2001	51,5	5,7	38,9	33,2	62,2	69,8	9,2	63,5

Среднегодовая добыча нефти по скважине с вертикальным забоем больше в 1,8 раза (17,0 тыс. т), чем по горизонтальной – 9,2 т/сут. Этот пример показывает, что наклонно-направленная скважина в монолитных коллекторах с

большой толщиной может отбирать жидкости больше, чем горизонтальная скважина, и при первоначальной насыщенности иметь кратно большие дебиты нефти. При этом в наклонно-направленной скважине сохраняется возможность проведения повторных ГРП и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Необходимо отметить, что применение горизонтальных скважин имеет ряд недостатков, особенно в прерывистом разрезе.

Во-первых, ГС вскрывает не весь разрез, что приводит к консервации части подвижных запасов [13]. При этом могут оказаться не вскрытыми не только отдельные пропластки (в частности на Кошильском месторождении пласта $ЮВ_1^2$), но и пласты, входящие в состав объекта разработки (пласты $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^3$). Данный факт обусловлен расположением фильтров горизонтальных скважин внутри объекта разработки, которые в основном вскрывают пласт $ЮВ_1^2$, что показательно отображено на карте вскрытия перфорацией объекта разработки ЮВ1 (рисунок 3.13) и на карте текущих подвижных запасов нефти подчиненного пласта $ЮВ_1^1$ (рисунок 3.14). На северном участке, где пробурены скважины с горизонтальным окончанием, значения вскрытия объекта значительно меньше по сравнению с южным участком с расположенными на нем наклонно-направленными скважинами и имеющие в большинстве значение, близкое к 1. Причиной более низких значений вскрытия послужила сложность охвата горизонтальным стволом всего разреза, особенно это касается скважин с горизонтальным профилем (52 % от всех ГС).

Во-вторых, невозможно оценить степень выработки запасов даже при вскрытии горизонтальным стволом всех нефтенасыщенных пропластков при ограниченном фактическом объеме ГИС и более низком их качестве по сравнению с наклонно-направленными скважинами. Достижение равновеликой выработки запасов из всех пропластков на конечной стадии не может быть достигнуто вследствие обводнения скважины по одному из пропластков, в то время как в других пропластках останутся значительные запасы нефти.

большой толщиной может отбирать жидкости больше, чем горизонтальная скважина, и при первоначальной насыщенности иметь кратно большие дебиты нефти. При этом в наклонно-направленной скважине сохраняется возможность проведения повторных ГРП и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Необходимо отметить, что применение горизонтальных скважин имеет ряд недостатков, особенно в прерывистом разрезе.

Во-первых, ГС вскрывает не весь разрез, что приводит к консервации части подвижных запасов [13]. При этом могут оказаться не вскрытыми не только отдельные пропластки (в частности на Кошильском месторождении пласта $ЮВ_1^2$), но и пласты, входящие в состав объекта разработки (пласты $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^3$). Данный факт обусловлен расположением фильтров горизонтальных скважин внутри объекта разработки, которые в основном вскрывают пласт $ЮВ_1^2$, что показательно отображено на карте вскрытия перфорацией объекта разработки ЮВ1 (рисунок 3.13) и на карте текущих подвижных запасов нефти подчиненного пласта $ЮВ_1^1$ (рисунок 3.14). На северном участке, где пробурены скважины с горизонтальным окончанием, значения вскрытия объекта значительно меньше по сравнению с южным участком с расположенными на нем наклонно-направленными скважинами и имеющие в большинстве значение, близкое к 1. Причиной более низких значений вскрытия послужила сложность охвата горизонтальным стволом всего разреза, особенно это касается скважин с горизонтальным профилем (52 % от всех ГС).

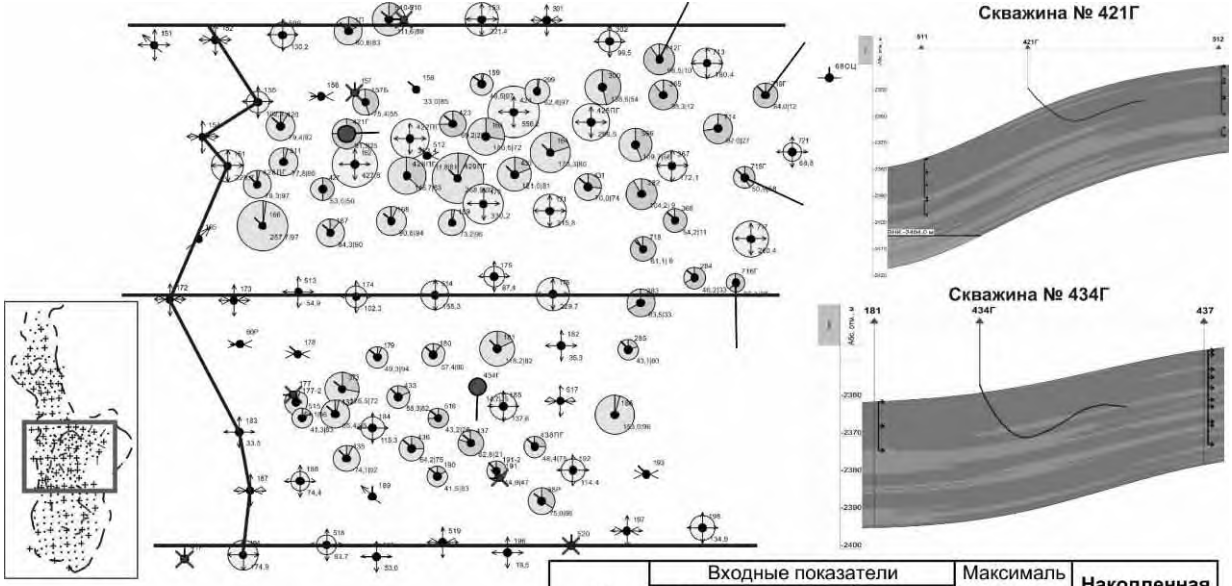
Во-вторых, невозможно оценить степень выработки запасов даже при вскрытии горизонтальным стволом всех нефтенасыщенных пропластков при ограниченном фактическом объеме ГИС и более низком их качестве по сравнению с наклонно-направленными скважинами. Достижение равновеликой выработки запасов из всех пропластков на конечной стадии не может быть достигнуто вследствие обводнения скважины по одному из пропластков, в то время как в других пропластках останутся значительные запасы нефти.

В наклонно-направленных скважинах данные недостатки отсутствуют, и, что немаловажно, есть возможность проводить повторные ГРП после снижения продуктивности в результате заиливания трещины. Тем не менее, в данных геологических условиях применение горизонтальных скважин найдет свое место в виде горизонтальных боковых стволов из обводнившихся скважин на поздней стадии разработки.

Все приведенные выводы по Кошильскому месторождению полностью подтверждаются на Пермяковском только применительно к значительно меньшему количеству скважин с горизонтальным окончанием – к двум скважинам, расположенным в разбуренной части (рисунок 3.15). Обе скважины были пробурены в 2000 г., их эффективность оказалась различной – если накопленная добыча нефти по скважине № 434Г составляет 44,8 тыс. т, то по № 421Г – 229,9 тыс. т, что в 5,1 раз больше. Это обусловлено расположением горизонтального участка ствола скважины в различном типе коллектора (скважина № 434Г в прерывистом, скважина № 421Г в монолитном), что подтверждают максимальные дебиты скважин по жидкости (№ 434Г – 45,1 т/сут, № 421Г больше в 4,1 раза – 185,7 т/сут).

Так как на Пермяковском, а также на рядом расположенных Хохряковском и Кошильском месторождениях нефтенасыщенные толщины объекта разработки превышают 30 метров, то применение зарезок боковых горизонтальных стволов (ЗБГС) будет эффективно для доизвлечения остаточных запасов нефти из пропластков и застойных зон, слабо охваченных выработкой ввиду их более низких ФЕС и послойного обводнения скважин по пропласткам с повышенной проницаемостью. Обоснование необходимости и высокой эффективности ЗБГС приводится далее.

Технологии горизонтального бурения становятся особенно актуальны на поздних стадиях разработки месторождений, особенно в виде горизонтальных зарезок бокового ствола с горизонтальным профилем из обводнившихся скважин [35].



№ скважины	Входные показатели			Максимальный дебит жидкости, т/сут	**Накопленная добыча нефти, тыс. т**
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %		
434Г	32,5	32,9	1,2	45,1	**44,8**
421Г	50,7	52	2,4	185,7	**229,9**

Условные обозначения:

- горизонтальная скважина

Рисунок 3.15 - Характеристика скважин с горизонтальным окончанием, расположенных на разбуренном участке

Зачастую при разработке месторождений с большими толщинами (более 10 м), значительная часть запасов которых приурочена к коллекторам с монолитным строением, опережающей выработке подвергается нижняя часть разреза, что связано с гравитационно-капиллярным эффектом от воздействия закачиваемой воды. Иными словами, выработка запасов происходит по схеме «снизу-вверх», тогда как остаточные запасы концентрируются в локальных куполовидных поднятиях или в прикровельной части разреза [20]. Поэтому в данном случае очевидно, что для успешного доизвлечения нефти можно пробурить второй горизонтальный ствол по прикровельной части разреза, где наблюдается наивысшая насыщенность.

Тем не менее, в монолитных пластах могут остаться запасы нефти за фронтом воды не в прикровельной части пласта [4], что подтверждает пример горизонтальной зарезки из скважины № 512 на Верхнеколик-Еганском месторождении, где остаточные запасы локализованы в середине разреза, а нижняя и прикровельные части разреза оказались промытыми.

Следовательно, извлечение остаточных запасов в условиях неоднозначного распределения остаточных запасов возможно только с применением технологии горизонтального бурения, которую с экономической точки зрения предпочтительно реализовать в виде второго бокового ствола из обводненной или аварийной наклонно-направленной скважины, при этом успешность операции будет зависеть от объема проведенных исследований по определению адреса остаточных запасов нефти.

Возвращаясь к сравнению наклонно-направленных скважин с ГРП и горизонтальных скважин, следует учитывать, что первоочередную роль по применению той или иной технологии играет экономическая рентабельность проекта, то есть окупаемость вложенных средств [6]. Поэтому применительно к рассматриваемым горизонтальным скважинам и наклонно-направленным с последовательным проведением

ГРП приводится их сравнение по коэффициенту фондоотдачи. Фондоотдача заключается в отношении затраченных средств к прибыли, полученной от реализации продукции. В подсчете учитывались капитальные затраты, связанные с бурением скважин и затраты, отнесенные к проведению ГРП, остальные затраты принимались равными. На рисунке 3.16 показана рассчитанная фондоотдача для скважин с разной геометрией ствола.

По рассматриваемым группам скважин фондоотдача составила 8,6 по наклонно-направленным и 6,0 по горизонтальным. Горизонтальные скважины имеют меньший показатель за счет сопоставимой добычи нефти при больших капитальных затратах. Согласно рисунку 3.16, наклонно-направленные скважины обладают лучшей экономической эффективностью, при этом требуют меньших первоначальных затрат, а последующие затраты на проведение ГРП быстро окупаются за счет дополнительной добычи.

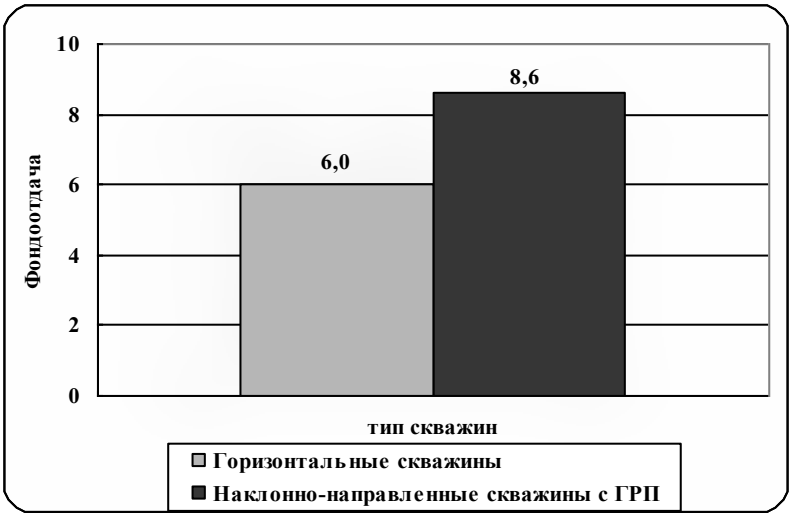


Рисунок 3.16 - Фондоотдача разных по конструкции скважин

Таким образом, в результате проведенного анализа эффективности скважин с различной конструкцией ствола, пробуренных в разных типах коллектора, можно сделать следующие обобщенные выводы:

1 Скважины, пробуренные в монолитном пласте, имеют лучшие технологические показатели по сравнению с прерывистым пластом по всем видам конструкций скважин, что обусловлено лучшими ФЕС данного типа коллектора;

2 В прерывистом пласте наклонно-направленные скважины с ГРП имеют лучшие технологические показатели по сравнению с горизонтальными и рекомендуются к применению в данных условиях;

3 В монолитном пласте показатели скважин с горизонтальным окончанием несколько выше, чем по наклонно-направленным с ГРП, и рекомендуется к применению в нефтенасыщенных толщинах до 30 м;

4 При значениях нефтенасыщенных толщин более 30 м к применению рекомендуются наклонно-направленные скважины с ГРП;

5 Рекомендуется применять скважины с горизонтальным окончанием в виде зарезок из обводненных скважин на поздней стадии разработки для доизвлечения остаточной нефти из пропластков и застойных зон;

6 Наклонно-направленные скважины с последовательным проведением ГРП имеют большую фондоотдачу и, соответственно, лучшую экономическую эффективность по сравнению со скважинами с горизонтальным окончанием.

3.4 Геологические условия эффективного применения скважин с горизонтальным окончанием и наклонно-направленных с ГРП в водонефтяных зонах

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) в наклонно-направленных скважинах (ННС) и горизонтальное бурение стали широко применяться для выработки запасов нефти из низкопродуктивных пластов месторождений Тюменской области, однако не всегда эффективность этих мероприятий соответствует ожиданиям. Если горизонтальные скважины (ГС) и ННС с ГРП характеризуются примерно одинаковыми технологическими показателями, то с целью более быстрого возврата инвестиций ННС с ГРП более привлекательны. Это было подтверждено исследованиями, представленными в подразделе 3.3. Применение ГС и ННС с ГРП в условиях водонефтяных зон с монолитным коллектором носят сложный и довольно спорный характер. Для полного понимания возникающих проблем и путях их решения воспользуемся опытом Кошильского и Северо-Тарховского, где была получена низкая эффективность рассматриваемых технологий, а затем рассмотрим успешное применение двух технологий на Пермяковском месторождении. Результаты проведенных исследований нашли свое отражение в следующих работах [18, 17, 19].

На Кошильском месторождении в 2004 г. было пробурено 10 наклонно-направленных скважин с последующим проведением ГРП в монолитном коллекторе, приуроченном к краевой ВНЗ (рисунок 3.17). Из них успешными оказались 3 скважины (отмечены красным цветом), следовательно, успешность составила 30%, что является низким показателем, и данная технология не сможет обеспечить возврат инвестиций. При этом разработка наклонно-направленными скважинами без применения ГРП приведет к значительному увеличению сроков разработки ввиду получения низких дебитов жидкости, хотя снизит значения обводненности и ВНФ.

Также примечателен опыт бурения горизонтальных скважин на небольшом по размерам Северо-Тарховском

месторождении (рисунок 3.18), но в монолитном пласте [25]. Неуспешность горизонтальных скважин заключается в проводке ствола в переходной зоне пласта, в результате чего по двум скважинам отсутствовал безводный период, а добыча сопровождалась большими ВНФ [27] по причине более высокой проницаемости переходной зоны (120,4 мД) над нефтенасыщенной (73,5мД). Перед бурением трех ГС в сумме были пробурены 4 пилотных наклонно-направленных ствола. Однако при проведении данных мероприятий были не в полной мере учтены особенности геологии. Горизонтальные стволы были проведены в переходной зоне вместо проводки по прикровельной части [38, 39].

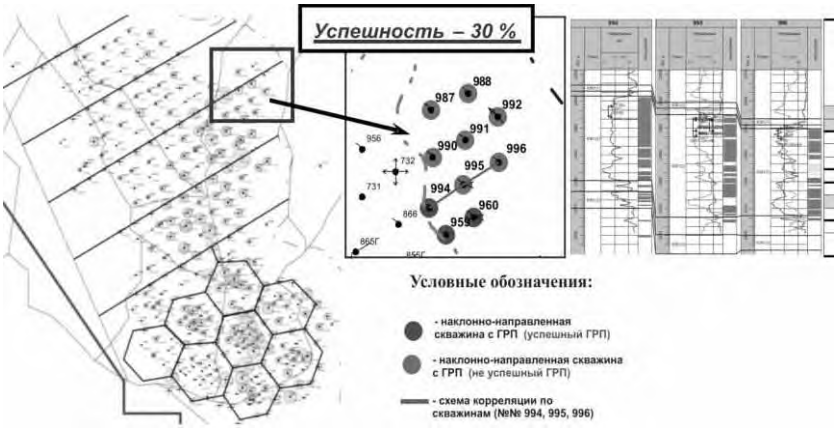


Рисунок 3.17 - Расположение наклонно-направленных скважин в ВНЗ с монолитным коллектором

Описанный выше опыт разбуривания водонефтяных зон с монолитным типом коллектора с применением горизонтальных и наклонно-направленных скважин с ГРП обозначил проблемы, возникающие при разработке данных участков, т.е. высокую обводненность и низкую эффективность технологий. Далее вернемся к основному рассматриваемому в

работе участку Пермяковского месторождения, где были эффективно применены две технологии в аналогичных геологических условиях.

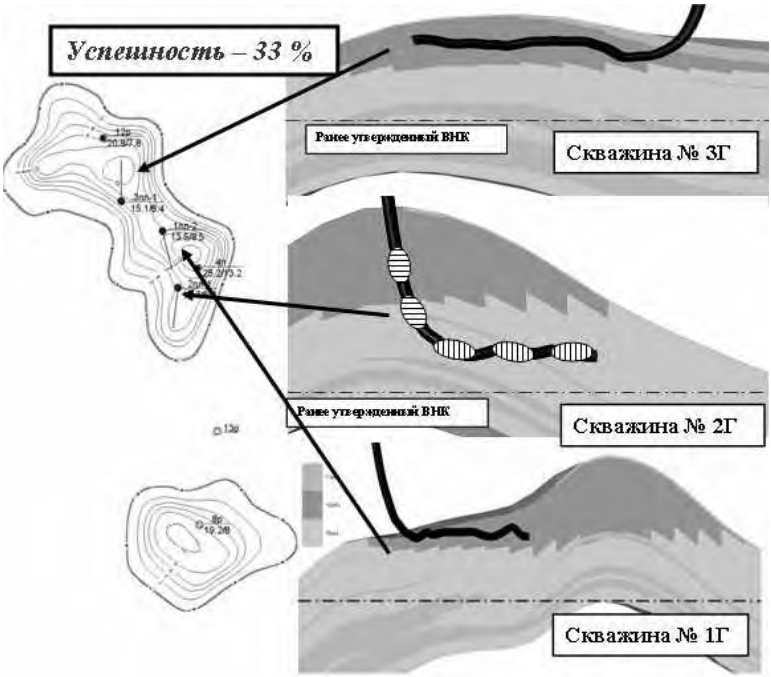


Рисунок 3.18 - Расположение горизонтальных скважин

Исследования проводятся на одном участке разработки, краевая часть водонефтяной зоны которого в период с 2003 по 2006 гг. разбуривалась наклонно-направленными скважинами с последующим проведением ГРП до получения в крайних скважинах негативного результата (высокой обводненности), после чего возле неуспешных наклонно-направленных скважин были пробурены успешные 4 горизонтальные скважины.

На данном участке реализована блочная 5-рядная система, усиленная очаговым заводнением. Расстояние между скважинами составляет 300 – 500 метров.

На рисунке 3.19 показана карта текущего состояния рассматриваемого участка месторождения.

Для анализа эффективности скважин с различным профилем ствола было выделены три группы:

Группа 1 – наклонно-направленные скважины с ГРП (бурение в 2003, 2004 и 2006 гг.) - входная обводненность 14,6% – 7 скважин.

Группа 2 – наклонно-направленные скважины с ГРП (бурение в 2004 г.) – входная обводненность 81,5% – 3 скважины.

Группа 3 – горизонтальные скважины, длина ствола в пласте составляет 496 м (бурение в 2005 г.) – входная обводненность 14,1% – 4 скважины.

В группу 2 вошли скважины с большим отходом ствола от вертикали (1220 – 1760 м) для организации приконтурного заводнения; примерно через год в режиме добычи с проведенным ГРП они были переведены под нагнетание после ввода ГС для поддержания технологических показателей [31]. С их помощью было изучено геологическое строение участка, на котором вскоре были пробурены горизонтальные скважины, включенные в группу 3.

Отличительной особенностью разрабатываемого участка является то, что во всех наклонно-направленных скважинах перед вводом в эксплуатацию был проведен ГРП при среднем количестве закачанного проппанта порядка 30 т, что применительно к данному месторождению можно охарактеризовать как большеобъемный ГРП.

Необходимость бурения горизонтальных скважин в данном районе была вызвана высоким содержанием доли воды после проведения ГРП в наклонно-направленных краевых скважинах группы 2, а беспилотная технология бурения ГС связана с тем, что геологическое строение предполагалось известным по окружающим наклонно-направленным скважинам.

Геологический разрез пласта $ЮВ_1^2$ исследуемого краевого участка месторождения приведен на рисунке 3.20.

Видно, что пласт в данном районе имеет монолитное строение, причем количество проницаемых нефтенасыщенных прослоев уменьшается в скважинах естественным образом к краевой водонефтяной части (скв. №721). Пласт ЮВ$_1^1$ на рассматриваемом участке заглинизирован.

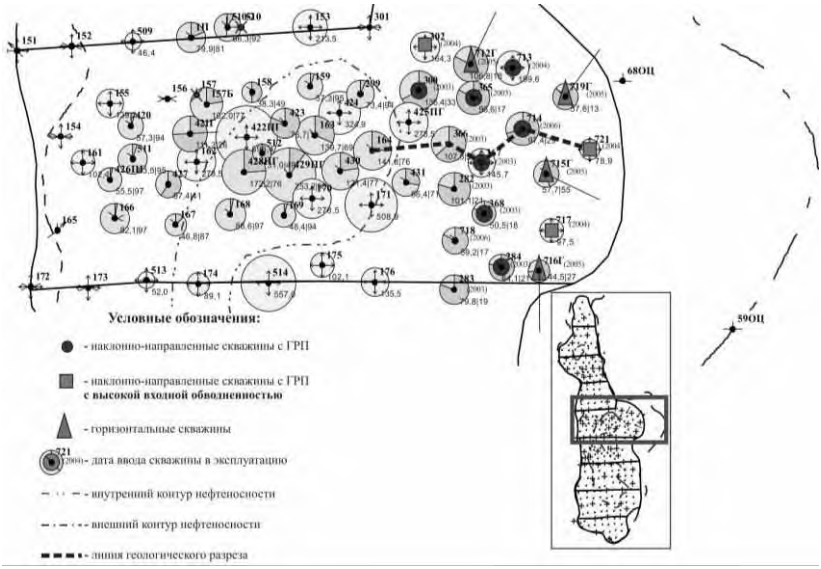
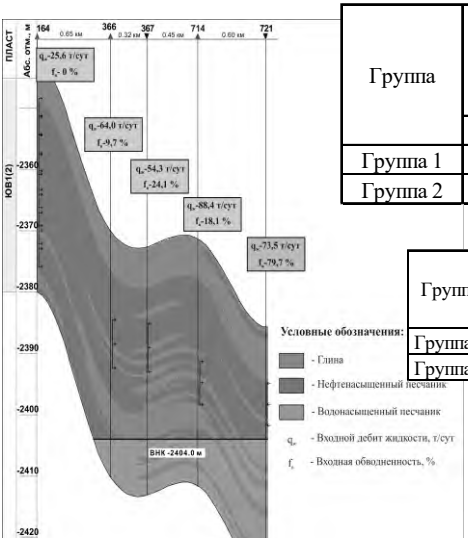


Рисунок 3.19 - Карта текущих отборов

В таблице на рисунке 3.20 приводятся геологические параметры по скважинам анализируемых групп. Поскольку по горизонтальным скважинам (группа 3) отсутствуют пилотные стволы, а данные скважины пробурены в районе наклонно-направленных скважин группы 2, то можно условно принять, что ГС располагаются в геологических условиях аналогичных скважинам группы 2. Из представленных данных видно, что группа 2 имеет по сравнению с группой 1 несколько меньшую нефтенасыщенную толщину и коэффициент нефтенасыщенности. Пример расположения горизонтальных скважин в водонефтяной зоне приведен на рисунке 3.21, на

основе данных по скважине № 719Г. Все горизонтальные скважины проведены по кровле продуктивного пласта.



Группа	Толщина непроницаемых прослоев от нижнего интервала перфорации до воды, м			Входная обводненность, %
	мин.	макс.	средн.	
Группа 1	2,1	5,8	**4,2**	**14,6**
Группа 2	0	1,0	**0,6**	**81,5**

Геологические параметры

Группа	Эфф. нефтенас. толщина, м	Кн, д.е.	Кпр, мД (по ГИС)	Расчлененность, ед
Группа 1	21,0	0,63	22,5	5,4
Группа 2	17,8	0,54	26,9	4,0

Рисунок 3.20 - Геологическая характеристика анализируемого участка

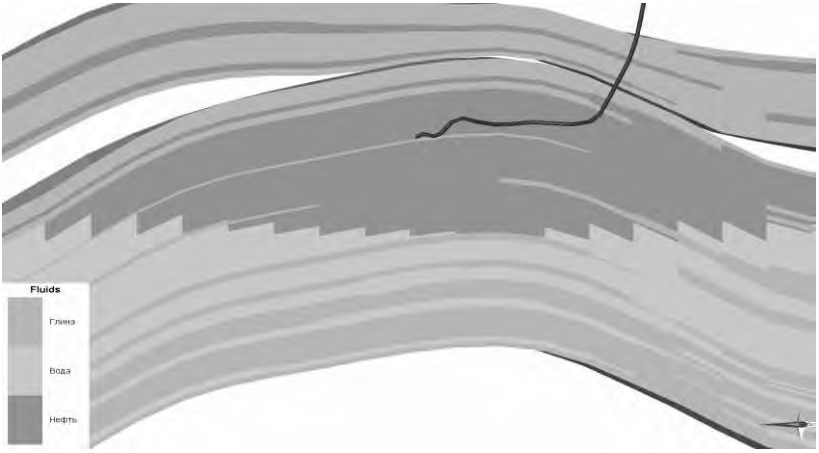


Рисунок 3.21 - Расположение скважины № 719Г в пласте

Неуспешность ГРП, а именно получение высокого значения обводненности после мероприятия, объясняется незначительной толщиной глинистой перемычки (рисунок 3.19) от интервала перфорации до водоносного пропластка, которая в среднем по группе 2 составляет 0,6 м (изменяется от 0 до 1 м), в то время как по группе 1 – 4,1 м (изменяется от 2,1 до 5,8 м). Вопрос о необходимой толщине глинистой перемычки неоднократно обсуждался и является актуальным [10].

В таблице 3.11 представлены основные технологические показатели по трем рассматриваемым группам. Средние показатели за первые 12 месяцев рассчитаны со времени ввода скважин каждой группы в эксплуатацию.

Следует отметить, что наклонно-направленные скважины группы 2 были переведены под закачку после ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин в 2005 г.

Входные показатели несколько лучше у горизонтальных скважин (группа 3) при значении обводненности, сопоставимого со значением данного показателя наклонно-направленных скважин, отнесенных к группе 1, тогда как расположенные возле ГС наклонно-направленные скважины группы 2 имели входную обводненность 81,5 %. При этом входной дебит жидкости наклонно-направленных скважин с ГРП групп 1 и 2 сопоставим: по группе 1 – 57,8 т/сут, по группе 2 – 66,9 т/сут. Высокое значение обводненности после проведения ГРП объясняется незначительной толщиной глинистой перемычки (рисунок 3.19)

Таблица 3.11 – Основные технологические показатели разработки

Группа	Входные показатели			Средние показатели за 12 мес					Текущие показатели			Максимальный дебит жидкости, т/сут
	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	Удельная накопленная добыча нефти за сопоставимое время, тыс.т/1 скв	ВНФ, ед	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	
1	49,6	57,8	14,6	45,8	54,0	15,2	16,7	0,2	66,7	89,0	23,5	94,7
2	11,7	66,9	81,5	11,9	44,3	73,1	4,3	2,6	Переведены в ППД			65,9
3	71,4	82,4	14,1	59,9	71,7	16,5	21,9	0,2	49,2	66,7	28,0	85,9

На рисунке 3.22 показана динамика дебита нефти, жидкости и обводненности по трем анализируемым группам за 12 месяцев работы скважин со времени ввода их в эксплуатацию. При сравнении показателей эксплуатации горизонтальных скважин (группа 3) с наклонно-направленными скважинами группы 2, помимо значительного различия в значениях обводненности (73,1% против 16,5% по ГС), можно отметить накопленную добычу нефти на 1 скважину, отличающуюся в 5,1 раз в пользу ГС. ВНФ по группе 2 значительно больше, чем по остальным группам и составляет 2,6 (таблица 3.11).

Горизонтальные скважины (группа 3) и наклонно-направленные с ГРП (группа 1) имеют одинаковую динамику обводненности, несколько большие значения дебита нефти в динамике за 12 месяцев у ГС, что отразилось на средних показателях – средний дебит нефти по группе 1 составляет 45,8 т/сут, по группе 3 (ГС) – 59,9 т/сут. Водонефтяной фактор по данным группам одинаков и составляет 0,2.

Несмотря на лучшие технологические показатели ГС группы 3 по сравнению с наклонно-направленными с ГРП (группа 1), за первые 12 рассматриваемых месяцев скважины группы 1 имеют лучшие текущие показатели и больший максимальный дебит жидкости (таблица 3.11, рисунок 3.22).

Текущий (максимальный) дебит жидкости по группе 1 составляет 89,0 (94,7) т/сут, по группе 3 – 66,7 (85,9) т/сут. Увеличение показателей наклонно-направленных скважин группы 1 обусловлено проведением смены насосов на более производительные в 2006 г., после представленных первых 12 месяцев работы. Приведенные данные говорят о сопоставимой производительности наклонно-направленных скважин с «большеобъемным» ГРП и горизонтальных скважин в водонефтяной зоне с монолитным коллектором.

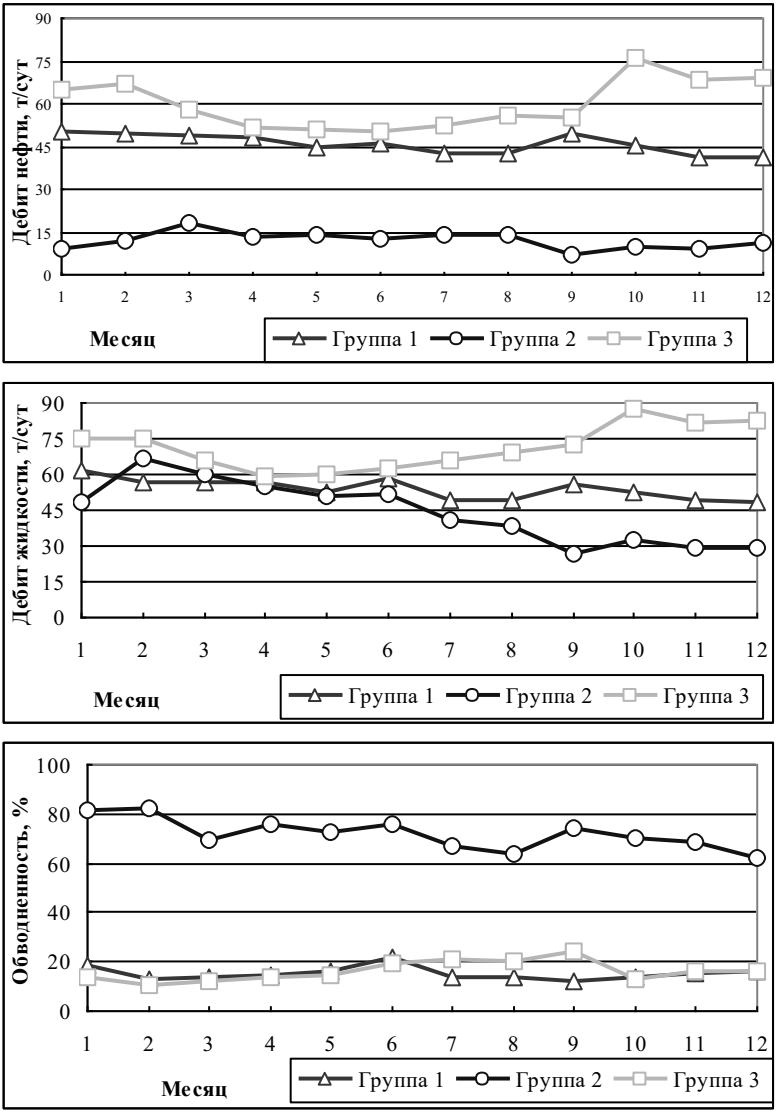


Рисунок 3.22 - Динамика дебита нефти, жидкости и обводненности от времени с начала отсчета

При сопоставимости технологических показателей горизонтальные скважины относительно наклонно-направленных с ГРП имеют недостатки, связанные с обеспечением выработки запасов, кроме того, бурение наклонно-направленных скважин с последующим проведением ГРП требует меньших инвестиций, чем бурение горизонтальной скважины, что описано в разделе 3.3.

Поэтому применение горизонтальных скважин рекомендуется только на тех участках, где отсутствует или низка эффективность от проведения большеобъемного ГРП в наклонно-направленных скважинах (глинистая перемычка менее 2 – 3 м).

На данном месторождении водонефтяные зоны имеют большую площадь нефтеносности и содержат значительные запасы трудноизвлекаемой нефти, которые еще предстоит освоить; проблематике освоениях «сложных» запасов посвящено множество работ [21, 8, 11, 32, 24, 26, 12]. Ранее анализируемые скважины 2004 – 2005 гг. бурения (группа 2 и группа 3) расположены в нефтенасыщенных толщинах, в среднем составляющие 17,8 м, поэтому далее на основе проведенных исследований в разделе 2 и 3 будут сформированы рекомендации по вовлечению неосвоенных запасов, приуроченных к ВНЗ.

Таким образом, в монолитных ВНЗ скважины с горизонтальным окончанием и горизонтальным профилем ствола, расположенным в прикровельной части разреза и наклонно-направленные скважины с ГРП эффективны при определенных условиях, но в наклонно-направленных скважинах высок риск получения высокой обводненности по причине проведения ГРП.

3.5 Тактика выбора способа эксплуатации водонефтяных зон

Для решения задачи по вовлечению в разработку краевых ВНЗ предлагается тактика выбора способа эксплуатации. На рассматриваемом участке Пермяковского месторождения горизонтальные скважины имели успех, в том числе за счет известного геологического строения залежи участка их размещения, где до этого были пробурены наклонно-направленные скважины (группа 2). Но при дальнейшем разбуривании ВНЗ актуален вопрос, какая конструкция эффективней, поэтому выработаны геологические критерии целесообразности бурения скважин с различной архитектурой ствола.

Ввиду того, что цена выбора технологии (ГРП или горизонтальное бурение) различается в несколько раз (дебит нефти в 6,1 раз между группой 2 и группой 3 или накопленная добыча нефти в 1,6 раза между ННС с ГРП и ГС), а изменчивость геологического строения высока, то тактика должна быть следующая: определять архитектуру забоя не до бурения скважины, а после вскрытия пласта, первоначально бурить пилотный наклонно-направленный ствол, по результатам бурения пилотного ствола оценивать толщину пласта, расчлененность разреза, толщины глинистых перемычек и распределение насыщения по разрезу, и по полученным данным принимать решение о необходимости зарезки горизонтального ствола из пилотного; если такой необходимости нет, то оставляется наклонно-направленный ствол, в котором проводится ГРП (рисунок 3.23).

Геологическими критериями бурения скважин с различной архитектурой служат наличие монолитного или расчлененного разреза. Если разрез монолитный, то рекомендуется бурить горизонтальный ствол. При этом горизонтальный ствол рекомендуется проводить по

прикровельной части пласта, профиль горизонтальный, с целью снижения конусообразования. В случае наличия расчлененного разреза пласта пилотный ствол используется как основной с последующим проведением в нем ГРП. Исключением здесь может служить небольшая толщина пласта менее 6 м, при которой затруднительно проведение ГРП, или другой случай, не позволяющий проводить ГРП, поэтому здесь рекомендуется проведение горизонтального ствола с восходящим профилем, вскрывающем все пропластки.

В тактике по разбуриванию геологическими критериями ставится выбор между монолитным и расчлененным коллектором, тогда как в тексте эта часть пласта описывалась как монолитная. Это было сделано по следующим причинам. Во-первых, на разбуренном участке есть опыт бурения скважин с горизонтальным окончанием, когда из двух скважин одна оказалась неуспешной из-за расположения горизонтального участка в расчлененном пласте (рисунок 3.15). Во-вторых, даже в описанном преимущественно монолитном пласте, гидродинамически связанном коллекторе (ГСК) нередки случаи наличия расчлененного пласта, в том числе на участке, где пробурены четыре краевые скважины с горизонтальным окончанием. Этот тип разреза встречается в рядом расположенных скважинах с вертикальным окончанием № 367 (рисунок 3.19), 282 и 284 (рисунок 3.18), притом, что окружающие наклонно-направленные скважины имеют монолитный пласт в разрезе, что еще раз указывает на сильно изменчивость верхнеюрских коллекторов. И, в-третьих, часты случаи провала кровли пласта на юре по причине разрешающей способности сейсмики на данных глубинах в 20 м и распределения насыщения по разрезу. Все три пункта указывают на риски при бурении; предложенная тактика выбора способа эксплуатации их нивелирует.

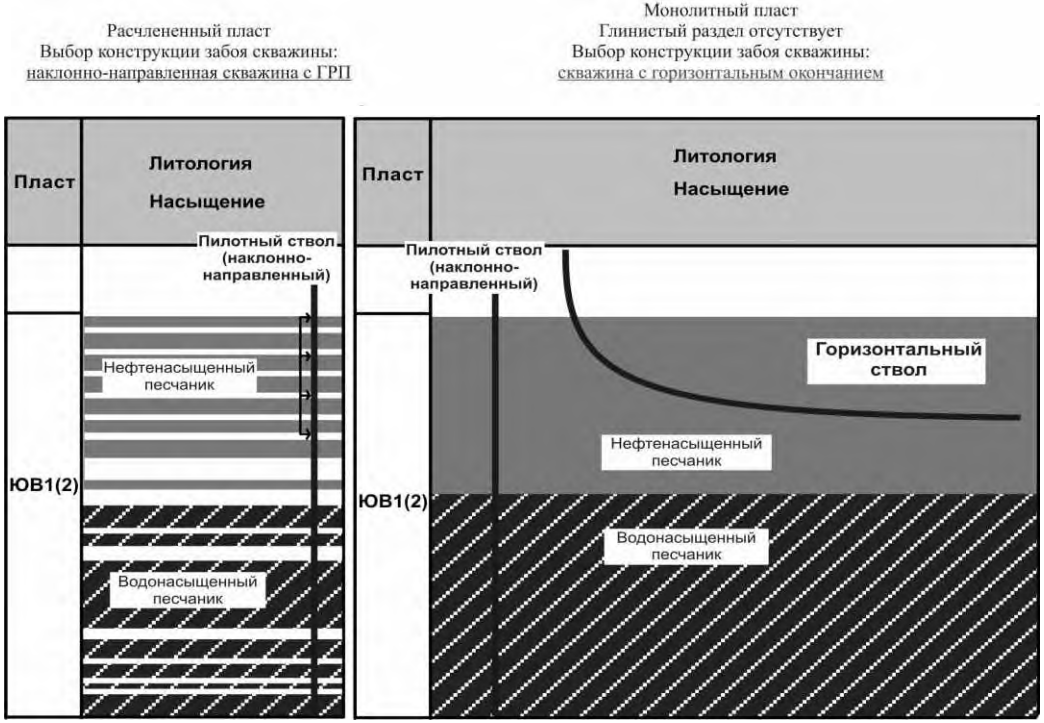


Рисунок 3.23 - Тактика выбора способа эксплуатации водонефтяных зон

Предлагаемая тактика выбора способа эксплуатации ВНЗ весьма близка к текущим работам недропользователей, которые в настоящее время при сопровождении бурения используют гидродинамическое моделирование, на основе которого меняют точку входа в пласт, изменяют длину и расположение горизонтального участка и обновляют текущую модель пласта. Все эти действия производятся во время бурения новой скважины, но при этом не определяется, будет применяться ГРП или горизонтальное бурение, поэтому предложенное решение является выходом на более интеллектуальный уровень современного опыта сопровождения бурения скважин. Участки водонефтяных зон, в которых остается значительное количество запасов, не вовлекаются в разработку (не разбуриваются) по причине высоких рисков [1] и оставляются на будущее; предложенная тактика выбора способа эксплуатации является своеобразным универсальным решением проблемы снижения риска.

3.6 Применение решений по разбуриванию водонефтяных зон

Предложенные тактика выбора способа эксплуатации ВНЗ (рисунок 3.24) была заложена при разбуривании ВНЗ в утвержденном варианте «Технологической схемы разработки Туль-Еганского месторождения» (протокол ЦКР от 14.03.2007 г. №3966) и отражены в постановляющей части протокола [40]. При этом, в отличие от Пермяковского месторождения, где критерием являлось наличие монолитного или расчлененного разреза, в данном случае геологическим критерием являлось наличие водонефтяной или чистонефтяной зоны (данные участки отмечены на рисунке 3.24). Это обусловлено малым количеством скважин и высокими рисками при новом бурении.

Риски при бурении горизонтальных скважин на данном месторождении наилучшим образом отображают результаты бурения горизонтальной скважины № 104Г (рисунок 3.25).

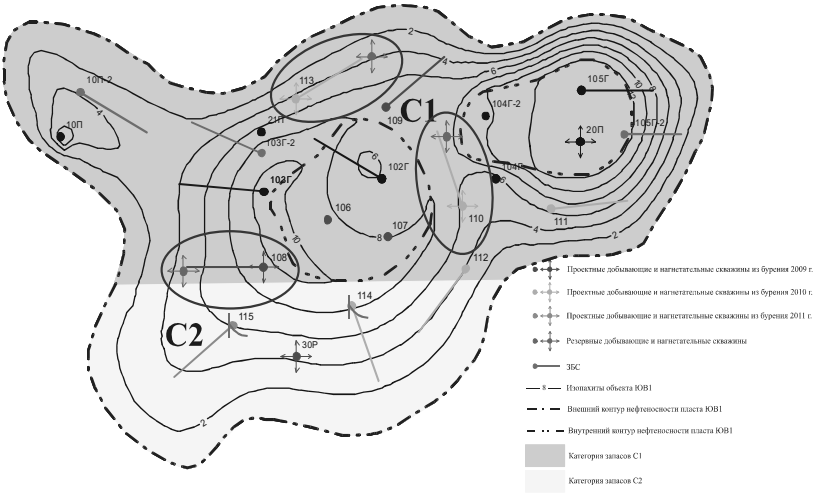


Рисунок 3.24 – Рекомендации по разбуриванию ВНЗ Туль-Еганского месторождения

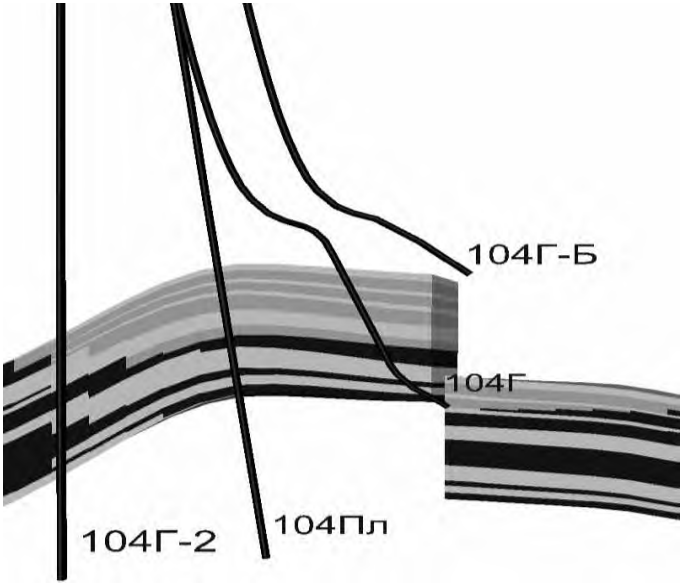


Рисунок 3.25 – Результаты бурения скважины № 104Г

Первоначально скважина бурилась без пилотного ствола и после нескольких неуспешных попыток найти пласт было принято решение о зарезки второго ствола № 104Г-Б. При бурении, которого была два раза вскрыта баженовская свита, и бурение было прекращено, так и не вскрыв юрские отложения. Затем был забурен третий ствол № 104Г-2, который был вертикальный и пробурен в ВНЗ, но ввиду опасности получения отрицательного результата, так как нефтенасыщенные толщины были незначительны и плюс расположение вертикального ствола в ВНЗ, что сулило большими рисками при проведении ГРП, ствол был ликвидирован. Далее уже был зарезан четвертый по счету ствол № 104Пл, который также как и третий, наклонно-направленный, но уже вскрыл ЧНЗ. В результате в эксплуатации находится четвертый наклонно-направленный ствол, в котором проведен ГРП. И полученные результаты соответствуют оптимальному эффекту данной технологии в данной зоне насыщения.

Безусловно данный опыт поучителен, но эффективная разработка месторождения не должна сопровождаться бурением 4 стволов для выбора технологии разработки пласта. В данном случае были заложены рекомендации, основанные на выборе технологии по результатам бурения пилотного ствола. Первоначально, согласно утвержденным контурам, в предполагаемой ВНЗ заложены горизонтальные нагнетательные скважины, но при бурении пилотного наклонно-направленного ствола и вскрытии им ЧНЗ производится его эксплуатация с гидравлическим разрывом пласта в качестве добывающей скважины. На данный случай с целью сохранения проектной плотности сетки скважин и системы воздействия на пласт посредством закачки воды предусмотрены резервные наклонно-направленные нагнетательные скважины. В случае вскрытия пилотным стволом ВНЗ производится зарезка горизонтального ствола из пилотного и эксплуатация его в качестве проектной нагнетательной скважины.

Поскольку весь анализ и принятие решений происходило на участке Пермяковского месторождения, то результаты работы были использованы там же в рамках «Авторского надзора за реализацией проекта разработки Пермяковского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра от 24.12.2008 г. № 4487). Решения по разбуриванию краевых ВНЗ включены в описании рекомендуемого варианта.

Для более полного понимания применения тактики выбора рассмотрим несколько примеров на участке ВНЗ Пермяковского месторождения, где приведена карта проектного фонда (рисунок 3.26).

Первый пример относится к уже пробуренной оценочной скважине № 68ОЦ. Скважина была введена в эксплуатацию с ГРП в 2007 г. Входной дебит нефти составил 8,0 т/сут при обводненности 85,2%, что можно считать негативным результатом, поскольку рядом расположенная скважина с горизонтальным окончанием № 719Г вступила в добычу с дебитом нефти 98,6 т/сут и обводненностью 4,1 %.

Высокая обводненность в скважине с вертикальным забоем связана с проведением ГРП и уходом трещины в водонасыщенную часть пласта. Высокой обводненности можно было избежать, воспользовавшись приведенной тактикой выбора способа эксплуатации ВНЗ; если оценить разрез скважины № 68ОЦ, то он представляет из себя монолит, а в данных условиях необходимо реализовывать скважину с горизонтальным забоем. В данном случае дебит нефти бы составил за первый год прогноза 40,9 т/сут при обводненности 39,4 %. При этом скважина № 68ОЦ, проработав два года, имеет фактическую накопленную добычу нефти 1,3 тыс. т, а в случае с горизонтальным стволом данный показатель мог бы составить 16,9 тыс. т. Представленные на рисунке карты выработки запасов на последнюю дату разработки показывают, что в случае с горизонтальным окончанием выработка значительно лучше.

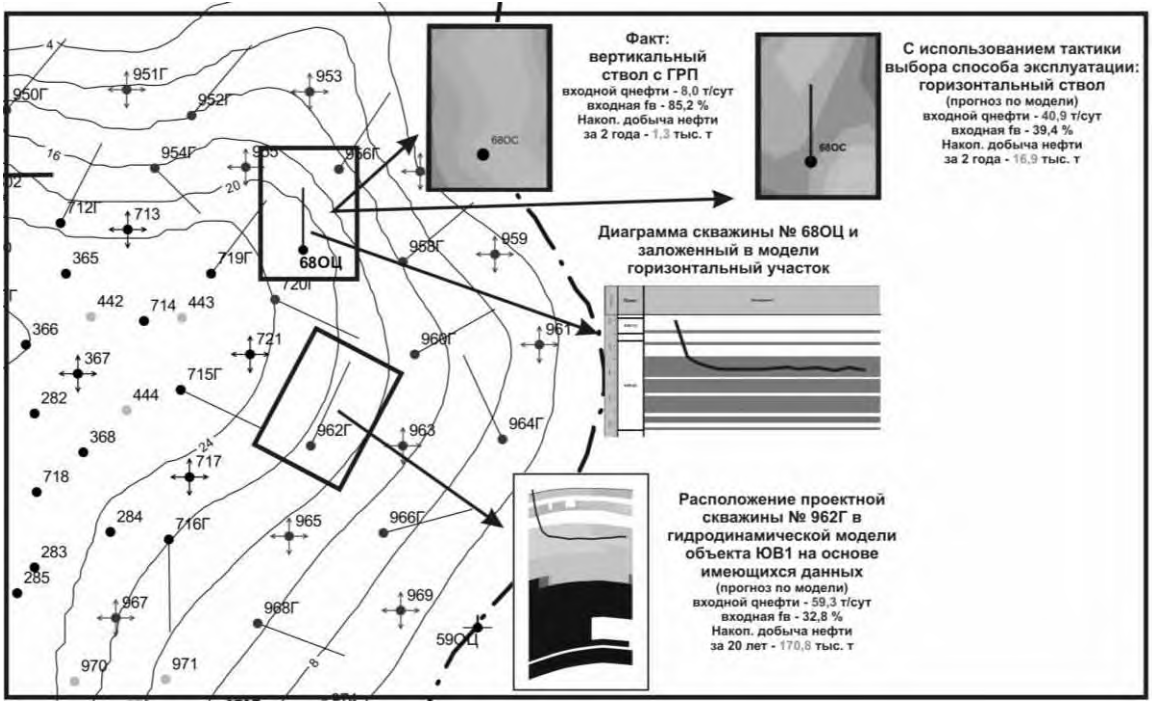


Рисунок 3.26 - Примеры разбуривания ВНЗ с использованием тактики выбора способа эксплуатации

Второй пример приведен по проектной скважине № 962Г. Была запроектирована скважина с горизонтальным окончанием, поскольку предполагается, что на данном участке пласт будет представлен монолитным строением. Соответственно, расположение ствола было выбрано в прикровельной части разреза, удаленное от ВНК. Прогнозный дебит нефти за первый год эксплуатации составляет 59,3 т/сут при обводненности 32,8%. Накопленная добыча нефти за 20 лет составит 170,8 тыс. т.

Использование тактики выбора способа эксплуатации ВНЗ позволит в случае неподтверждения типа разреза или положения ВНК оперативно скорректировать архитектору забоя (вертикальное окончание с ГРП в случае расчлененного пласта) или положение и длину горизонтального участка скважины в случае изменения положения ВНК.

Таким образом, предложенная тактика выбора способа эксплуатации (ГРП или скважины с горизонтальным окончанием) краевых ВНЗ в условиях сильной геологической изменчивости перспективна к применению и заложена в проектную документацию на разработку месторождений.

3.7 Опыт эффективного применения горизонтальной зарезки бокового ствола для доизвлечения нефти из застойной зоны на участке с предельной обводненностью

Как уже раньше отмечалось, горизонтальные скважины эффективны в водонефтяных зонах, поскольку созданная депрессия на пласт распределяется вдоль ствола и тем самым обеспечивает меньшую склонность к конусообразованию. Также был сделан вывод о целесообразности применения горизонтальных скважин в виде боковых зарезок стволов на поздней стадии разработки, так как часть разреза уже промыта водой и тем самым данный участок уже характеризуется как ВНЗ.

Зачастую при разработки крупных месторождений Нижневартовского района, значительная часть запасов которых

приурочена к коллекторам с монолитным строением, опережающей выработке подвергается нижняя часть разреза, что связано с гравитационно-капиллярным эффектом от воздействия закачиваемой воды. Иными словами, выработка запасов происходит по схеме «снизу-вверх». Тогда как остаточные запасы концентрируются в локальных куполовидных поднятиях или в прикровельной части разреза. Поэтому в данном случае очевидно для успешного доизвлечения нефти можно пробурить второй горизонтальный ствол по прикровельной части разреза, где наивысшая насыщенность. Тем не менее, даже в монолитных пластах случается, что остаются запасы нефти за фронтом воды не в прикровельной части пласта. И, соответственно, извлечение остаточных запасов в данных условиях возможно только с применением технологии горизонтального бурения, которую с экономической точки зрения предпочтительно реализовать в виде второго бокового ствола из обводненной или аварийной наклонно-направленной скважины. Для подтверждения всего вышеизложенного воспользуемся успешным опытом зарезки бокового горизонтального ствола (ЗБГС) из наклонно-направленной скважины № 512 Верхнеколик-Еганского месторождения.

Расположение скважины № 512 в плане на месторождении, а также геологический разрез приведены на рисунке 3.27.

Скважина № 512 введена в эксплуатацию в апреле 1991 г., входной дебит составил 16,4 т/сут безводной нефти. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 23,2 м. Ввод в эксплуатацию ЗБГС осуществлен в декабре 2005 г. На эту дату скважина № 512 была обводнена до 98 %, при накопленном отборе нефти 140,3 тыс. т.

Динамика основных технологических показателей эксплуатации скважины № 512 приведена на рисунке 3.28.

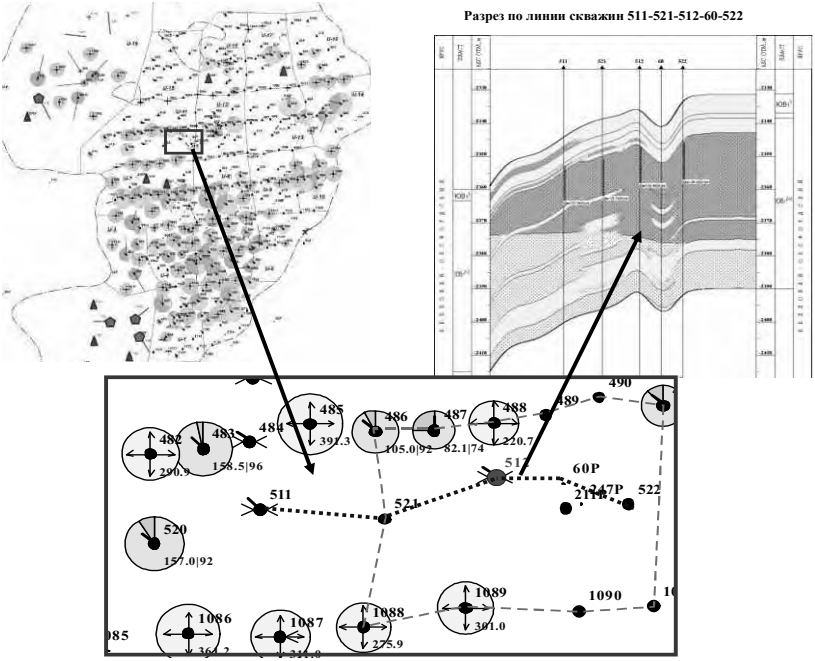


Рисунок 3.27 - Схема расположения скважины № 512 и геологический разрез

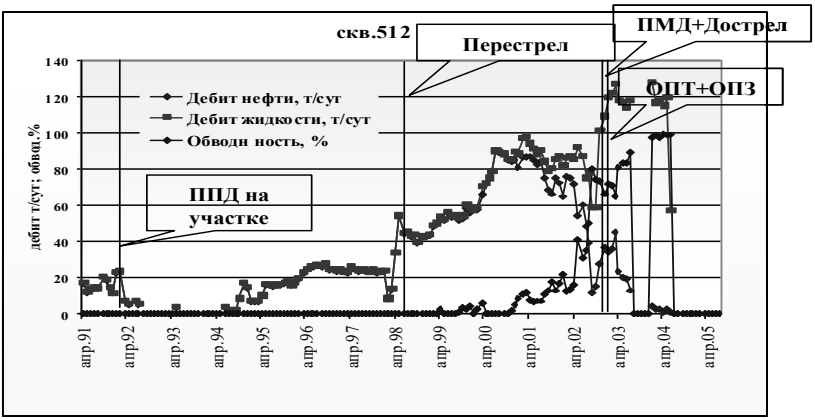


Рисунок 3.28 - Динамика технологических показателей эксплуатации скважины № 512

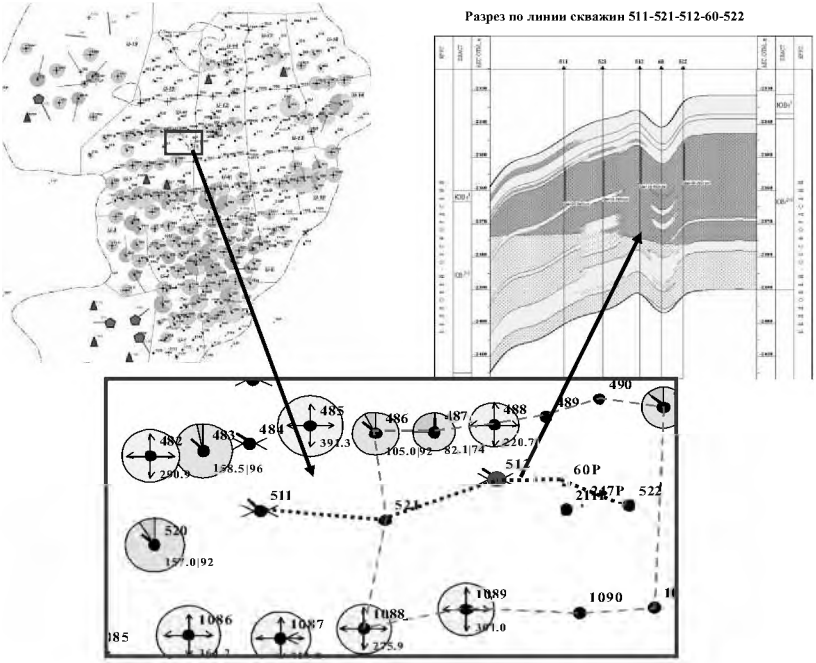


Рисунок 3.27 - Схема расположения скважины № 512 и геологический разрез

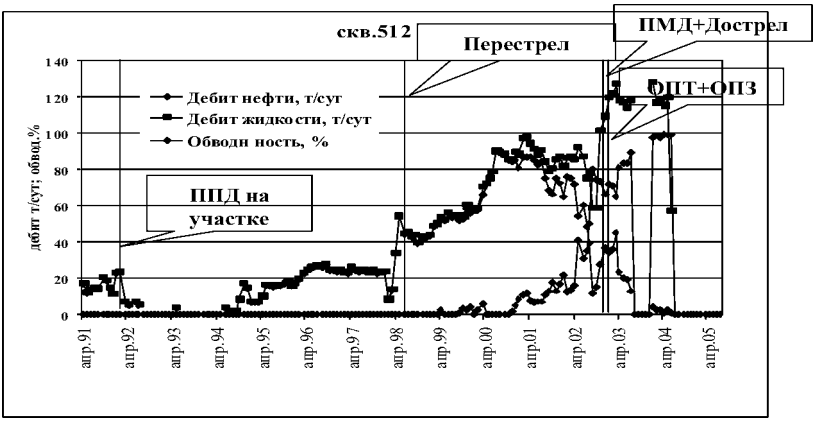


Рисунок 3.28 - Динамика технологических показателей эксплуатации скважины № 512

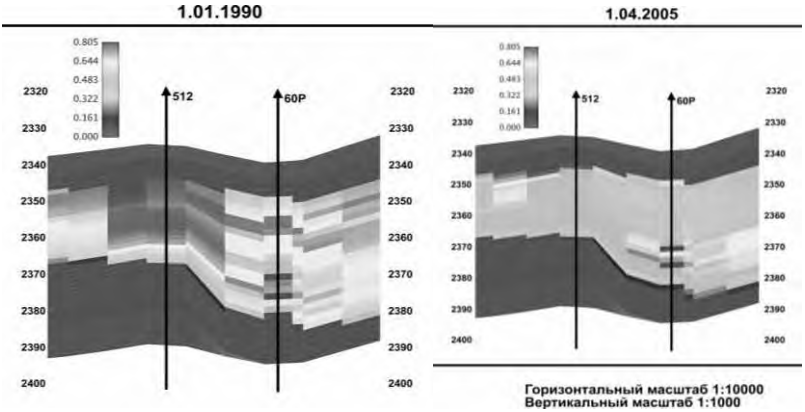


Рисунок 3.30 - Разрезы с начальной и текущей нефтенасыщенности

Фактическая нефтенасыщенность, полученная по результатам ГИС пилотной вертикальной ЗБС в сравнении с начальной нефтенасыщенностью скважины № 512 показана на рисунке 3.31.

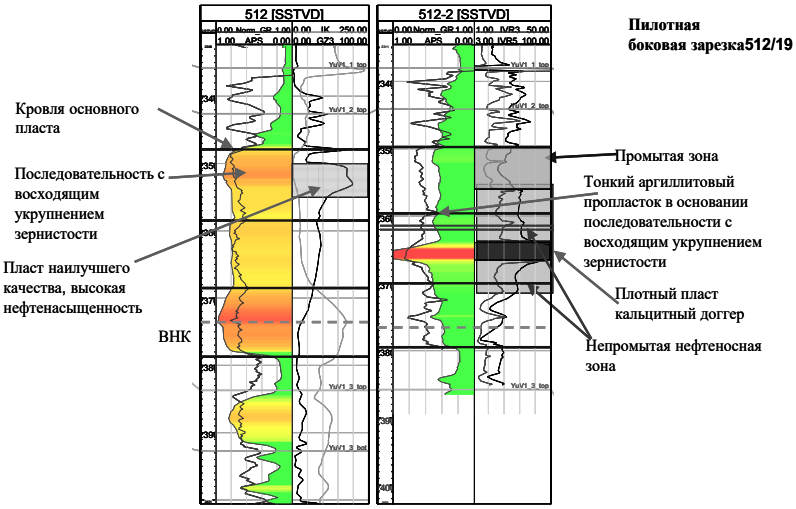


Рисунок 3.31 - Сравнение текущей нефтенасыщенности пласта (№ 512_2) с начальной (№ 512)

Необходимо отметить, что результаты ГИС пилотной зарезки соответствуют результатам гидродинамического моделирования.

По результатам ГИС (рисунок 3.31) было выявлено, что промыта прикровельная часть пласта, которая подстилается тонким аргилитовым барьером.

В данном случае промышленный интерес представляет серединная часть разреза мощностью порядка 12 – 14 м с нефтенасыщенностью около 0,8, что соответствует первоначальной насыщенности пласта. К тому же данный интервал перекрыт тонкой перемычкой от промытой зоны, а от ВНК отделен плотным 4 метровым пропластком (кальцитный доггер). Поэтому положение горизонтального бокового ствола было определено в интервале АО 2361 – 2362 м., соответственно второй ствол будет иметь горизонтальный профиль.

Нижняя часть разреза от кальцитного доггера до ВНК, хотя и имеет нефтенасыщенность на уровне первоначальной, но ввиду наличия переходной зоны в монолитном пласте и отсутствием перемычек представляется опасным проходка горизонтального участка по этой зоне, так как велика вероятность прорыва воды. Т.е. в данном случае даже в монолитном пласте непромытой пласте осталась серединная часть разреза.

После определения геометрии и расположения горизонтального участка второго ствола в пласте возникла проблема выбора компоновки горизонтальной части, а также проблема изоляции промытого пропластка, так как толщина непроницаемого барьера незначительна. Для решения этих проблем была предложена следующая компоновка ГС – бурение 142 мм ствол до проектной глубины, ориентировочная длина ствола 150 – 250 м, спуск и цементирование 114 мм хвостовика на глубине 30-50 м в УВ-песке с использованием пакера внешней обсадки.

Горизонтальная зарезка пробурена и введена в эксплуатацию в декабре 2005 г. со следующими показателями -

дебит нефти составил 129,3 т/сут при обводненности 2,0 %. Длина горизонтального ствола составила 125 м.

Схема расположения горизонтальной зарезки скважины № 512-2 показана на карте текущих отборов на рисунке 3.32.

Технологические показатели ЗБГС – скважина № 512-2 приведены в таблице 3.12, на рисунке 3.33 показана динамика основных технологических показателей по данной скважине.

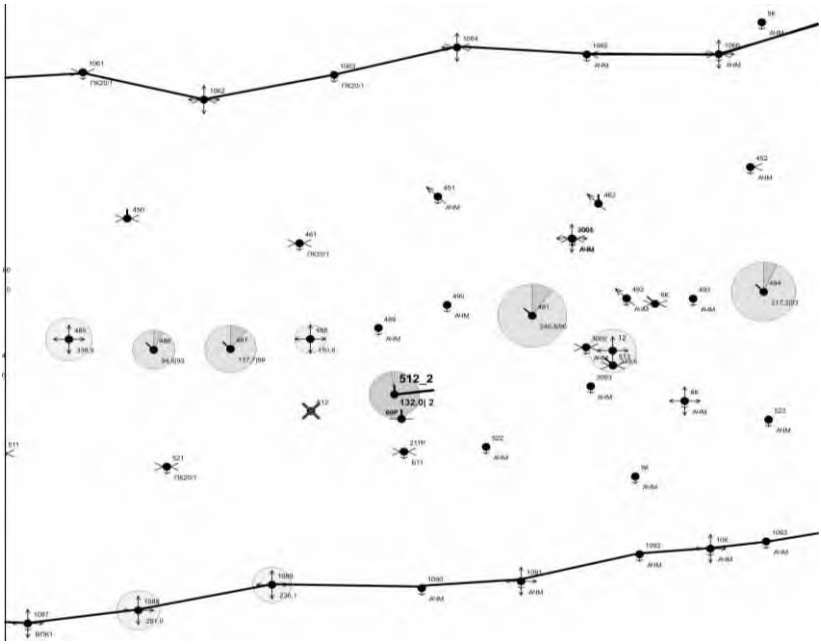


Рисунок 3.32 - Схема расположения горизонтальной зарезки бокового ствола, скважина № 512-2

Таблица 3.12 - Технологические показатели скважины № 512-2

Входные показатели			Показатели на 01.07.2007 г.			
Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Накопл. добыча нефти, тыс. т
129,3	132,0	2,0	25,4	60,4	58,0	**36,9**

По состоянию на 01.07.2007 г. накопленная добыча нефти составила 36,9 тыс. т при обводненности 58,0 %. Данные текущие показатели выработки запасов можно считать более чем приемлемы, так как зарезка осуществлена в высокобводненном районе и при более чем 15-летней историей разработки.

Следует отметить, что успешность скважины № 512-2 была обеспечена необходимым объемом исследований, направленных на получение картины распределения остаточных запасов нефти. В частности были получены результаты промыслово-геофизических исследований скважин, результаты гидродинамического моделирования и результаты ГИС пилотного ствола.

Наклонно-направленное бурение на поздней стадии разработки при наличии промытых каналов в условиях монолитного строения пласта будет нести высокие риски, ввиду конусообразования и сопровождением добычи нефти высокими ВНФ.

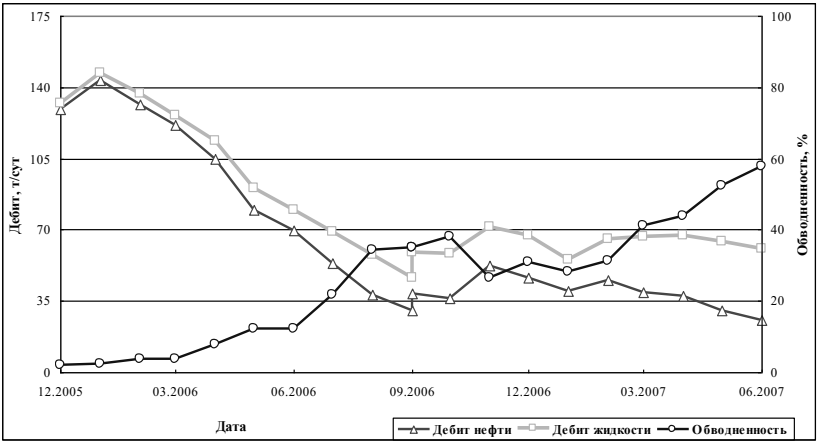


Рисунок 3.33 - Динамика технологических показателей скважины № 512-2

В прерывистом коллекторе в отличие от монолитного применение боковых ГС упрощается, поскольку предполагается, что пропластки изолированы друг от друга и глинистые разделы выдержаны по площади. Поэтому остаточные запасы можно определить по ПГИ и по ГДМ с большой долей вероятности. К тому же в данном типе коллектора проводка горизонтального ствола упрощается, поскольку ствол будет находиться в интервале между двумя глинистыми перемычками. На поздней стадии разработки становиться целесообразным разукрупнения объекта разработки в зависимости от распределения остаточных запасов нефти по пропласткам, т.е. необходимо избирательное применение боковых горизонтальных зарезок не только с целью добычи нефти, но и с целью избирательной закачки воды.

Таким образом, на основе опыта одной горизонтальной зарезки на Верхнеколик-Еганском месторождении было показано, что даже в монолитном пласте за фронтом воды могут оставаться значительные запасы нефти, которые можно эффективно доизвлекать при помощи технологии горизонтального бурения. При этом необходимо помнить, что успешность ГС напрямую зависит от объема проведенных исследований.

3.8 Результаты применения добывающих горизонтальных скважин в системе разработке в сравнении с наклонно-направленными с ГРП

Применение горизонтальных скважин интересно не только в сравнении с наклонно-направленными скважинами с ГРП, но и в качестве элемента системы разработки. Вследствие чего может возникнуть резонный вопрос есть ли эффект и если да то какой по участку месторождения, где пробурены горизонтальные скважины, как элемент системы?

И для решения данного вопроса предлагается анализ эффективности двух реализованных систем заводнения на Кошильском месторождении [36, 37]. На дату анализа на месторождении, согласно проектным решениям, в разные периоды реализованы две системы воздействия (рисунок 3.34):

- в южной части – ***блочно-замкнутая*** (кольцевая) с усиленной зоной стягивания;

- в северной части – ***трехрядная*** с горизонтальными добывающими (частично полого-горизонтальными и наклонно-направленными) и нагнетательными наклонно-направленными скважинами.

Рисунок 3.34 - Схема реализованных систем заводнения

Следует учесть, что рядная система с горизонтальными скважинами осваивается с 2000 г., в то время как блочная – с 1992 г.

Для анализа эффективности систем разработки были рассчитаны суммарные геологические запасы нефти в пределах

разбуренных участков по категориям $B+C_1$. С учетом утвержденных значений коэффициентов нефтеизвлечения рассчитаны начальные извлекаемые запасы также по участкам реализованных систем.

Основные показатели эффективности реализованных систем разработки и в целом по месторождению приведены в таблице 3.13.

По состоянию на 1.01.2009 г. накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 11219 тыс. т (таблица 3.13). В отдельности по реализованным системам накопленные отборы сопоставимы и составили 6114 тыс. т (или 54,5 %) по рядной системе и 5105 тыс. т (или 45,5 %) по блочной системе. Реализованные плотности сеток скважин по системам также сопоставимы и составляют 15,6 га/скв. в пределах рядной и 14,4 га/скв в пределах блочной системы.

Таблица 3.13 - Характеристика систем разработки

Показатели	**Ед. измер.**	**Система разработки**		**Месторож-дение в целом**
		трехрядная (*гориз. скв.*)	**блочно – замкнутая**	
Количество скважин	скв.	156	163	319
в т.ч. добывающих	скв.	104	102	206
нагнетательных	скв.	52	61	113
Соотношение нагн. / доб. скважин экспл. фонда		1:2,1	1:1,5	1:1,8
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	54889	35221	90110
Начальные извлекаемые запасы нефти	тыс. т	19101	12257	31358
Накопленная добыча нефти на 01.01.2009 г.	тыс. т	6114	5105	11219
Текущий КИН (разбуренный участок)	д. ед.	0,111	0,145	0,125
Обводненность	%	69,9	85,8	75,1
Плотность сетки скважин (разбуренный участок)	га / скв.	15,6	14,4	15,1
Остаточные извлекаемые запасы нефти	тыс. т	12987	7152	20139
Удельные остаточные извлекаемые запасы на 1 общую скважину	тыс. т / скв.	83	44	63
Удельные остаточные извлекаемые запасы на 1 добывающую скважину	тыс. т / скв.	125	70	98

Исходя из значений накопленных отборов, можно предположить, что рядная система является более эффективной, отобрав одинаковое с блочной системой количество нефти за меньший (в 2 раза) период разработки. Однако, оперируя

такими относительными показателями, как накопленный отбор на одну пробуренную скважину и с учетом большего количества начальных запасов нефти на участке рядной системы, отмечается примерно одинаковая их эффективность. Так, отбор нефти на одну скважину рядной системы составил 39,2 тыс. т, по блочной системе аналогичный показатель составляет 31,3 тыс. т.

Различие значений текущей обводненности, составляющих по рядной системе 69,9 % и 85,8 % по блочной, объясняется различной степенью выработки запасов. Текущий КИН по рядной системе составил 0,111 д. ед., по блочной системе – 0,145 д. ед.

Остаточные извлекаемые запасы по разбуренной части месторождения составляют 20,1 млн. т, из которых на рядную систему приходится 13,0 млн. т, на блочную – 7,2 млн. т. Удельные остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину распределяются следующим образом: по рядной системе - 83 тыс. т, по блочной - 44 тыс. т.

На рисунке 3.35 приведена динамика темпов отбора от НИЗ по реализованным системам, откуда следует, что рядная система, при примерно одинаковом фонде добывающих скважин, имеет несколько выше темпы отборов. Анализируя динамику по блочной системе, после пятого года разработки отмечается увеличение темпов отбора при снижении действующего фонда, что в первую очередь связано с проведением ГРП и оснащением добывающих скважин более производительными насосами, способными работать на больших глубинах. А несколько большие абсолютные значения темпов отбора по рядной системе объясняются более ранней стадией выработки запасов. Поэтому по данной информации можно предположить о равной эффективности двух систем разработки.

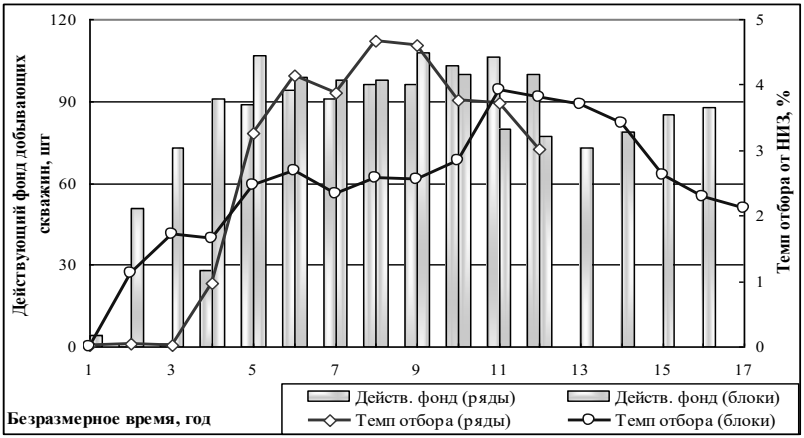


Рисунок 3.35 - Динамика темпа отбора от НИЗ по системам разработки

Рассматривая характеристики вытеснения по реализованным системам, построенные в системе координат «КИН – обводненность», видно, что они близки и имеют схожую динамику (рисунок 3.36). Однако, в интервале обводненности 40 – 70%, характеристика по рядной системе приобрела менее благоприятную динамику в отличие от блочно-замкнутой, что связано с вводом в эксплуатацию высокообводненных наклонно-направленных скважин, пробуренных в северо-восточной приконтурной области основной залежи, характеризующейся высокой отметкой ВНК. Высокая обводненность по ним обусловлена проведением большеобъемного ГРП в коллекторах контактных запасов нефти с водой. В целом характеристики нефтеизвлечения систем разработки соответствуют друг другу, при некотором преимуществе блочно-замкнутой системе с ГРП.

Необходимо отметить, что отбор извлекаемых запасов на всей площади месторождения (т.е. в пределах двух систем разработки) осуществляется при невысоком водонефтяном факторе (рисунок 3.37). Однако запасы в пределах рядной

системы отбираются при более высоком значении ВНФ, что обусловлено применением в качестве добывающих скважин горизонтальных, которые не обеспечивают полный охват разреза выработкой, вследствие чего получено ускорение обводнения по вскрытым горизонтальным стволом интервалов, что является недостатком горизонтальных скважин и ранее уже описывалось.

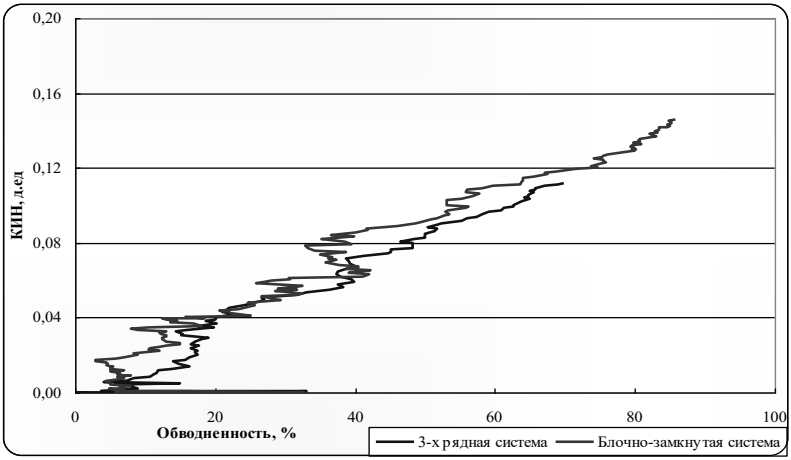


Рисунок 3.36 - Характеристика вытеснения по реализованным системам в координатах «КИН - обводненность»

Представленные на рисунок 3.38 характеристики вытеснения, построенные в системе координат «КИН – прокачка», на данном этапе разработки очередной раз доказывают, что эффективность блочно-замкнутой и рядной систем сопоставима с незначительно лучшей динамикой по блочно-замкнутой системе. Так, при прокачке равной 0,189 д.ед КИН по системам различается на 0,007 д.ед (ряды – 0,111 д.ед, блоки – 0,118 д.ед), что составляет 6 %.

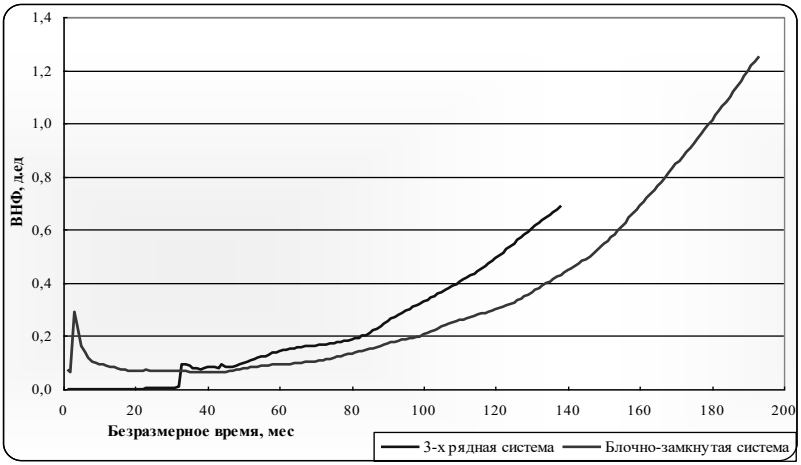


Рисунок 3.37 - Динамика изменения водонефтяного фактора по реализованным системам разработки

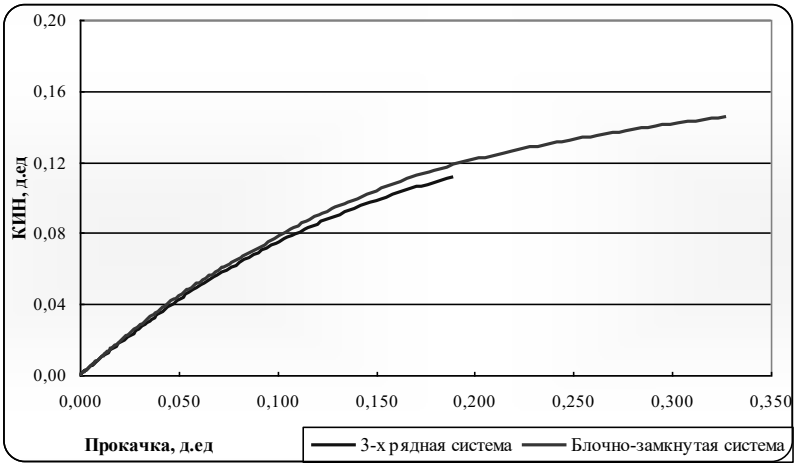


Рисунок 3.38 - Характеристика вытеснения по реализованным системам в координатах «КИН - прокачка»

Таким образом, анализируя полученные характеристики выработки запасов, можно сделать вывод, что применение горизонтальных скважин в качестве элемента системы заводнения не дает преимуществ по сравнению с наклонно-направленными с ГРП, а по характеристикам систем заводнения даже несколько уступает. Это является следствием выборочной отработки запасов горизонтальными скважинами, особенно в прерывистых расчлененных районах месторождения, вследствие несовершенства вскрытия объекта разработки.

3.9 Об эффективности горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными с ГРП

Ранее приведенный анализ эффективности горизонтальных скважин сравнивался с наклонно-направленными скважинами с ГРП по устьям. Это является стандартным при сравнении двух технологий, то есть сравнивается одно с другим. Но в данном подразделе приводится сравнение технологий не по устьям, а по забоям или площади продуктивного пласта вовлекаемого в разработку.

На рисунке 3.39 схематически приводится залежь нефти выработка запасов которой возможна двумя способами – это бурением двух вертикальных скважин (рисунок 3.39 – А) с расстоянием 500 м между ними или одной горизонтальной (рисунок 3.39 – Б) с длиной горизонтального участка 500 м. Эти варианты предложены на основании того, что в современной практике разработке принято, что одна горизонтальная скважина заменяет две наклонно-направленные. Данный подход используется при расчете плотности сетки скважин (в данном примере она одинаковая) и является уместным, поскольку длина горизонтального ствола соответствует расстоянию между скважинами.

Из этого следует, что одна горизонтальная скважина вовлекает в разработку объем запасов двукратно превышающий объем, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину с ГРП. Следовательно, для того, чтобы обеспечить

равно эффективную выработку запасов по обоим схематическим вариантам технологические показатели по горизонтальной скважине должны быть выше, чем по одной наклонно-направленной скважине в два раза. Это то условие, при котором эффективность горизонтальной скважины соответствует эффективности наклонно-направленной с ГРП.

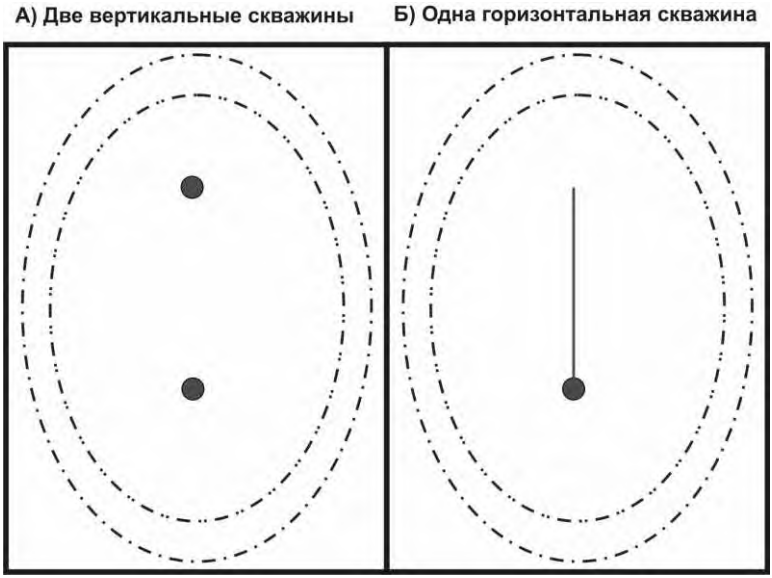


Рисунок 3.39 – Варианты разработки залежи на основе выбора между двумя наклонно-направленными скважинами с ГРП и одной горизонтальной

Возвращаясь к анализу эффективности скважин в прерывистом и монолитном коллекторе можно сказать следующее с учетом нового представления. Если в прерывистом коллекторе абсолютно эффективно ГРП в вертикальных скважинах, то в монолитных пластах эффективнее горизонтальные скважины в 1,31 раза (по накопленной добыче нефти). Отсюда следует, что в монолитном пласте на самом деле горизонтальные скважины менее эффективны, чем наклонно-

направленные с ГРП, поскольку они дренируют большие запасы, чем вертикальные из расчета на одну скважину. В данном случае можно было вместо одной горизонтальной скважины бурить две вертикальные и добыть в 1,52 раза больше нефти, правда, за счет удвоения фонда.

В данном случае применение горизонтальных скважин может только основываться на экономических показателях, но не как не на технологических. Это вызвано тем, что в горизонтальные скважины в первые 6 – 12 месяцев работы имеют несколько большие технологические показатели, чем наклонно-направленные с ГРП, что оказывает ощутимое значение на динамику NPV.

Таким образом, горизонтальные скважины технологически эффективнее наклонно-направленных с ГРП в случае, когда их показатели больше чем в два раза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Алтунин А.Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин. – Тюмень: Тюм. ГУ, 2005. - 220 с.

2. Бакирова Г.Х. Эффективность эксплуатации скважин с горизонтальным стволом по залежам НГДУ «Нурлатнефть» / Г.Х. Бакирова, Р.Т. Фазллыев, А.И. Хасаншина, А.И. Гилязова // Нефтяное хозяйство. – 2004. - №7 – С. 27–30.

3. Богданов В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении / В.Л. Богданов, Н.Я. Медведев, В.П. Ерохин, Б.Р. Саркисянц, Ю.Е. Батурин, А.Н. Юрьев, Е.А. Дегтянников, А.А. Балуев, В.А. Афанасьев // Нефтяное хозяйство. – 2000. - № 08. – С. 30–42.

4. Валиуллин Р.А. Геофизический контроль ГРП на примере Ем-Еговской площади / Р.А. Валиуллин, В.Я. Федотов, Г.Р. Вахитова // Каротажник. – 2004. - № 14. – С. 146–151.

5. Валиуллин Р.А., Исследование многофазных потоков в горизонтальных скважинах / Р.А. Валиуллин, Р.Ф. Шарафутдинов, Р.К. Яруллин, В.Я. Федотов, Н.Я. Медведев, Н.К. Глебочева // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 12 – С. 55–56.

6. Виноградова И.А. Исследование показателей экономической эффективности гидроразрыва пласта / Нефтяное хозяйство. – 2004. - № 04 – С. 56–58.

7. Гайнуллин К.Х. Проектирование и реализация систем разработки нефтяных залежей с применением горизонтальных скважин / К.Х. Гайнуллин, Е.В. Лозин, Э.М. Тимашев, Ю.А. Козлов, В.З. Минклкаев // Нефтяное хозяйство. – 2000. - № 12 – С. 123–127.

8. Герасимов В.П. Опыт применения новых технологий первичного вскрытия на Кальчинском месторождении / В.П. Герасимов, В.Г. Горев, И.А. Кудрявцев, В.Е. Разуменко, В.М. Дружинин // Сб. ст. ОАО «СИБИНКОР». - Екатеринбург, 2003. - С.364-371.

9. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной скважины.: пер. с анг. – Краснодар.: Сов. Кубань, 2003. – 424 с.

10. Иванов СВ. Результаты применения гидравлического разрыва пласта в эксплуатационных объектах с глинистой перемычкой небольшой толщины / С.В. Иванов, В.И. Саунин // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 06. – С. 49–51.

11. Каюмов М.Ш. Оптимизация выработки остаточных запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов регулированием зон дренирования / М.Ш. Каюмов, М.М. Салихов, Р.Б. Рафиков, М.М. Тазиев, И.В. Владимиров, О.О. Буторин // Нефтепромысловое дело. – 2005. - № 8. - С.30-35.

12. Клочков А.А.. Методика создания постоянно действующей модели расчетов технологических показателей разработки месторождений / А.А. Клочков, В.Е. Разуменко, И.Ю. Близнюк, Е.Н. Пирогова //Сб. ст. ОАО «СИБИНКОР». - Екатеринбург, 2003. - С. 233-242.

13. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. - М.: ООО «Недра», 1974. - 192 с.

14. Курамшин Р.М. Анализ разработки нефтегазовых залежей системой горизонтальных и вертикальных скважин / Р.М. Курамшин, Г.С. Степанова // Бурение и нефть. – 2003 - № 12. – С. 24–27.

15. Леванов А.Н. Эффективность применения горизонтальных скважин в пластах большой мощности на

примере разработки Кошильского месторождения / А.Н. Леванов, Р.И. Медведский // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области: Материалы XII междунар. науч. практич. конф. г. Тюмень 21.09.2005. – Тюмень: Правительство Тюменской области, 2005. – С. 82-83.

16. Маврин М.Я. Зависимость дебита пробуренной горизонтальной скважины от профиля горизонтального ствола / М.Я. Маврин, В.А. Рамзин, Н.В. Ювченко, И.Н. Кобзарь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. - № 11. – С. 53 – 58.

17. Медведский Р.И. Геологические условия эффективного применения горизонтальных скважин и наклонно-направленных с ГРП в краевых водонефтяных зонах / Р.И. Медведский, А.Н. Леванов // Нефтепромысловое дело. – 2007. - № 11. – С. 23-27.

18. Медведский Р.И. Единый подход эффективного применения горизонтальных и наклонно-направленных скважин с ГРП в водонефтяных зонах (тезисы) / Р.И. Медведский, А.Н. Леванов // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы всероссийск. науч. техн. конф. г. Тюмень 16.10.2007. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. - Т.1.– С. 88-91.

19. Медведский Р.И. Об эффективности применения горизонтальных скважин и наклонно-направленных с ГРП в краевых водонефтяных зонах Пермяковского месторождения / Р.И. Медведский, А.Н. Леванов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008 - № 03. – С. 46-50.

20. Мулявин С.Ф. Исследование и регулирование процессов разработки нефтяных месторождений с учетом гравитационного разделения флюидов в пластах большой мощности: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. - Тюмень, 2004. - 110 с.

21. Муслимов Р.Х. Оценка технологической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти / Р.Х. Муслимов, А.А. Хусаинова, А.Я. Хавкин // Нефтяное хозяйство. - 1994. - № 8. - С. 20-23.

22. Муслимов Р.Х. Применение горизонтальной технологии для разработки нефтяных месторождений в Татарстане / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Э.И. Сулейманов, И.Г. Юсупов, Р.Г. Рамазанов, Р.Т. Фазлыев // Интервал. – 2002. - № 10 – С. 77–80.

23. Проблемы геологии и разработки нефтегазовых месторождений: Сб. науч. тр. ЗАО «ТННЦ», посвящ. 5-летию образов. центра – Тюмень: ТННЦ, 2006. – 412 с.

24. Пуртова И.П. Интенсивная разработка низкопродуктивных объектов на примере пласта $АВ_1^{1-2}$ Самотлорского месторождения / И.П. Пуртова, М.А. Шаламов // Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений: Тр. межд. технол. симпозиума. – Тюмень, 2004. - С. 1-6.

25. Пуртова И.П. Моделирование горизонтальных и многозабойных скважин на начальной стадии разработки на примере Северо-Тарховского месторождения / И.П. Пуртова, М.А. Шаламов // Нефтепромысловое дело. – 2004. - № 01. – С. 9–12.

26. Разработка теоретических и практических основ увеличения нефтеотдачи пластов с помощью поверхностно-активных веществ (ПАВ) и полимеров. Разработка физико-химических основ применения систем, генерирующих в пласте CO_2 и гель. Отчет о НИР (заключительный) / ИНХ СО АН СССР; Руководитель темы Л.К. Алтунина; № ГР01860082138. - Инв. № 02.09.10033624. – Томск. - 112 с.

27. Скородиевская Л.А. Обводнение горизонтальных скважин Федоровского месторождения / Л.А. Скородиевская, Р.Г. Хисматов, Ю.Н. Маслов // Нефтяное хозяйство. – 2000. - № 08. – С. 54–58.

28. Соколов В. С. Обоснование технологий интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пласта на основе литологофациональной модели продуктивных коллекторов: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. - Тюмень, 2006. - 177 с.

29. Титов В.Е., Попков К.В. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, сборник научных трудов «Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных

месторождений», ОАО Гипровостокнефть, Самара 2001, стр. 111 – 120.

30. Харламов К. Анализ технологии строительства горизонтальных скважин, проблемы и пути их решения / К. Харламов, В. Шенбергер, Г. Зозуля, Д. Козодоев // Бурение. – 2000. - № 08. – С. 22–25.

31. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин / Н.И. Хисамутдинов, О.И. Буторин, М.З. Тазиев, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2001. - № 08. – С. 60–62.

32. Янин А.Н. Применение новых технологий разработки и методов интенсификации добычи нефти. / Тюмень. ОАО Тюменнефтегаз, ООО ТЭРМ. 2000. 75с.

33. Carr, P., Mason E., Feazel C. Horizontal wells – focus on the reservoirs, Tulsa Oklahoma, The American association of petroleum geologists, 2003 – p. 270

34. Kelsch K. D. New downhole technologies helped develop horizontal thin sand / K. D. Kelsch, B. Oguntona, P. Butt, E. Ingebrigtsen // World Oil. – 2005 – June. - P. 34-39.

35. Normi R.. Horizontal highlights / Middle east well evaluation review. – 1995. - № 16. – P. 7–25.

36. Авторский надзор за реализацией проекта разработки Кошильского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2009 г.

37. Проект разработки Кошильского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2006 г.

38. Технологическая схема разработки Северо-Тарховского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2007 г.

39. Дополнение к Технологической схеме разработки Северо-Тарховского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2010 г.

40. Технологическая схема разработки Туль-Еганского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2006 г.

4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ И АДАПТАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

4.1 Сравнительная эффективность выработки запасов в площадной и рядной системах разработки

В настоящее время на большинстве месторождений Западной Сибири проектируются и фактически реализованы площадные (7-, 9-, реже 5-точечные), рядные (3-, 5-, реже 1-рядные) или образованные из них блочно-замкнутые системы разработки. При этом критерии применения тех или иных систем разработки, подкрепленные опытом применения аналогичных систем заводнения на соседних или со схожей геологией месторождениях, мало освещены в печати, что особенно актуально на стадии проектирования, когда пробурены лишь разведочные и несколько эксплуатационных скважин опытного участка. Во многих публикациях [11, 19] описаны достоинства и недостатки точечных и рядных систем, с определением приблизительной, теоретической областью их применения, однако отсутствует изложение промыслового опыта их применения с выделением основных закономерностей, сравнительной интенсивности, характера и эффективности выработки запасов в схожих геологических условиях.

В данном подразделе приводятся отдельные результаты применения площадной (9-точечной) и рядной (5-рядной) систем разработки на Пермяковском месторождении, находящемся на третьей стадии разработки, что позволяет сделать определенные выводы и провести сравнительный анализ сложившихся систем.

Продуктивность месторождения приурочена к пластам $ЮВ_1^1$ и $ЮВ_1^2$ верхнеюрских отложений васюганской свиты, объединенных в один эксплуатационный объект ЮВ1. В целом объект разработки месторождения характеризуются как низкопроницаемые, со средней проницаемостью 16,5 мД, при эффективной нефтенасыщенной толщине 15,8 м. Свойства нефтей традиционные для Александровского свода и имеют вязкость 1,4 мПа*с при давлении насыщения 6,5 МПа.

Разработка месторождения началась в 1985 г. разбуриванием по квадратной сетке по площадной обращенной 9–точечной системе с расстоянием между скважинами 500 м. Затем на разбуренной центральной части месторождения из неосвоенной 9-точечной была сформирована 3- рядная система разработки, тогда как на южной части продолжен перевод под нагнетание согласно 9-точечной схеме. Обе системы были образованы в период с 1985 по 1990 гг.

Далее в 2000 г. 3-х рядная система была преобразована в 5–рядную массированным бурением по обе стороны стягивающего ряда двух уплотняющих добывающих рядов скважин, в результате чего расстояние между добывающими скважинами в уплотненных районах составило 200 – 300 м. Также, начиная с 2000 г., на рассматриваемом участке началось проведение операций ГРП на добывающем фонде. В сумме бурение 21 скважины (уплотнение до 5-рядной системы) и проведение 34 операций ГРП на добывающем фонде послужило причиной снижению пластового давления в зоне отбора с 23,6 МПа до 19,3 МПа. Следствием этого, начиная с 2004 г., стала организация проектного очагового заводнения за счет перевода под нагнетание добывающих скважин, во вторых или стягивающем рядах, где была нерегулярная сетка и расстояние между скважинами составляло 200 – 300 м. Это позволило повысить пластовое давление в зоне стягивания до 21,6 МПа (при начальном 24,6 МПа), поддержать уровни добычи нефти и обеспечить последующее адресное воздействие на остаточные запасы в будущем - при поздней и завершающей стадиях разработки.

В районах 9-точечной системы на юге месторождения эксплуатация с 1985 г. велась при проектной конфигурации, а с середины 2007 г. и по настоящее время проводятся работы по улучшению текущего состоянию выработки запасов и характеристик нефтевытеснения путем адресного уплотняющего бурения в предполагаемых местах концентрации остаточных запасов нефти.

Таким образом, анализ эффективности систем разработки проведен сопоставлением 9-точечной системы на юге месторождения и 5-рядной - в центре месторождения, схемы, размещения которых представлены на рисунке 4.1. Геологические условия применения систем характеризуются схожими фильтрационными параметрами и представлены преимущественно гидродинамически связанным коллектором (ГСК) с песчанистостью – 0,65–0,66, расчлененностью – 4-5 и проницаемостью 20-22 мД (таблица 4.1). Так же анализируемые системы разработки имеют сопоставимые относительно высокие текущие значения обводненности, что вкупе позволяет сравнить характер выработки, а выводы об их эффективности будут иметь достоверный характер. Состояние выработки запасов и характеристики систем разработки приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.1 - Геологическая характеристика систем разработки

Система разработки	hнн, м	Кнн, д.е.	Кпесч., д.е.	Расчлененность	Кпр, мД
9-точечная	26	0,56	0,65	5	20
5-рядная	26	0,59	0,66	4	22

Таблица 4.2 - Показатели выработки систем разработки на 01.01.2008 г. (на начало уплотнения в 9-точечной системе)

Система разработки	Накопл. добыча нефти на 1 скв., тыс. т	ПСС, га/скв	Соотношение нагнет. скв. к доб.	ВНФ, ед.	Текущий КИН, д.ед *(утв. 0,331)*	Текущая обводненность, %	Отбор от НИЗ, %	Остат. подвижные запасы нефти на 1 доб. скв., тыс. т
9-точечная	**41**	23,4	1:2,7	1,1	**0,133**	**77,3**	40,2	**85**
5-рядная	**66**	16	1:1,5	0,6	**0,280**	**74,5**	83,8	**36**

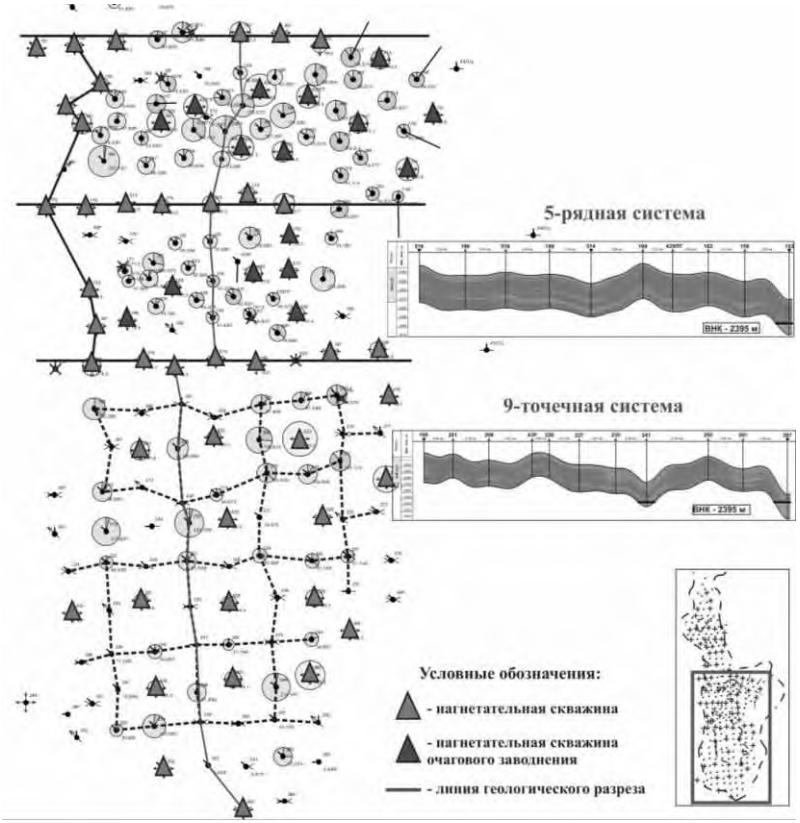


Рисунок 4.1 - Схема расположения реализованных систем разработки и их геологическая характеристика

По состоянию на 01.01.2008 г. 5-рядная система имеет лучшие показатели выработки запасов по сравнению с 9-точечной. Так при близких текущих обводненностях (75-77 %) рядная система имеет в два раза выше текущий КИН и, соответственно, отбор от НИЗ, чем площадная. Важно отметить, что при различных плотностях сеток в 9-точечной и 5-рядной (23,4 и 16 га/скв., соответственно) накопленная добыча нефти на одну скважину обратно пропорциональна плотности сеток, и в 5-рядной системе в среднем больше в 1,6 раза, чем в 9-точечной,

и их значения составляют соответственно 66 тыс. т и 41 тыс. т, при сопоставимом времени эксплуатации систем. Это, на первый взгляд, противоречие свидетельствует о том, что накопленная эффективность эксплуатации скважин, явилась заложником в большей степени систем разработки, нежели плотности сеток. Накопленный водонефтяной фактор (ВНФ) 9-точечной системы в 1,8 раза выше, чем в рядной, что говорит о большей технико-экономической эффективности последней. Отметим, что при этом отбор остаточных утвержденных запасов (в пересчете на одну добывающую скважину) для 9–точечной системы является проблематичным, и требуются дальнейшие шаги по улучшению состояния выработки запасов.

В подтверждение к показателям выработки запасов на рисунке 4.2 приведены характеристики вытеснения систем разработки в координатах «КИН-прокачка», где для пояснения указаны этапы преобразования рядной системы. Приведенные на рисунке 4.2 характеристики вытеснения свидетельствуют о более благоприятной динамике нефтеизвлечения при 5-рядной системе. По характеристикам отмечается близкая эффективность обоих систем до значения КИН - 0,05, после чего характеристика площадной системы за счет прорывов воды и более интенсивного обводнения изгибается в сторону оси прокачки.

В этом контексте, комментируя динамику обводненности различных систем, приведенную на рисунке 4.3, можно отметить, что в 3-рядной системе, ввиду удаленности закачки к первым рядам с одной из сторон на 500 м, с другой – на 1500 м, а к стягивающим рядам – на 1000 м, динамика обводненности даже первых рядов ниже, чем в площадной, где ближайшие расстояния между добывающими и нагнетательными составляет 500-700 м с двух сторон. Динамика обводнения в 2001-2003 гг. по первым рядам в 5-рядной системе снижается, ввиду проведения ГРП в этих скважинах, чем подтверждается дополнительное вовлечение остаточных запасов из прилегающей со стороны зоны стягивания области. В то время как проведение ГРП в этот период в 9-точечной системе

повысило обводненность, хотя с увеличением дебита нефти, но и с существенным возрастание притока закачиваемой воды по промытым интервалам, из-за чего в последующий период произошло выбытие высокообводненных скважин.

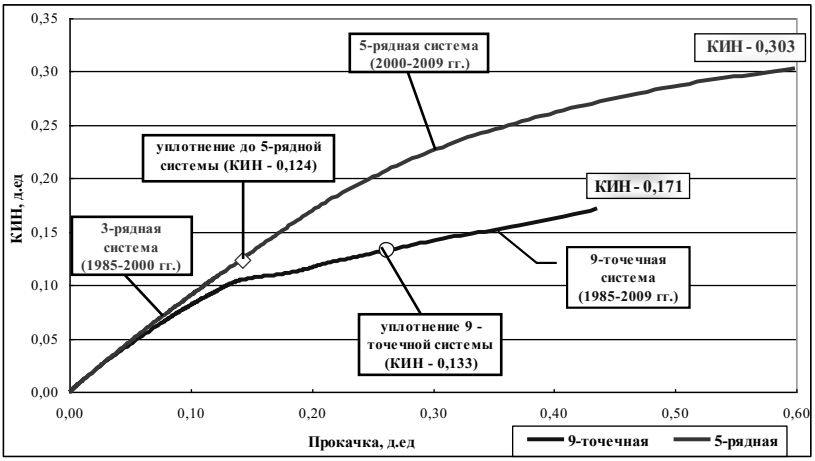


Рисунок 4.2 - Характеристика вытеснения систем разработки

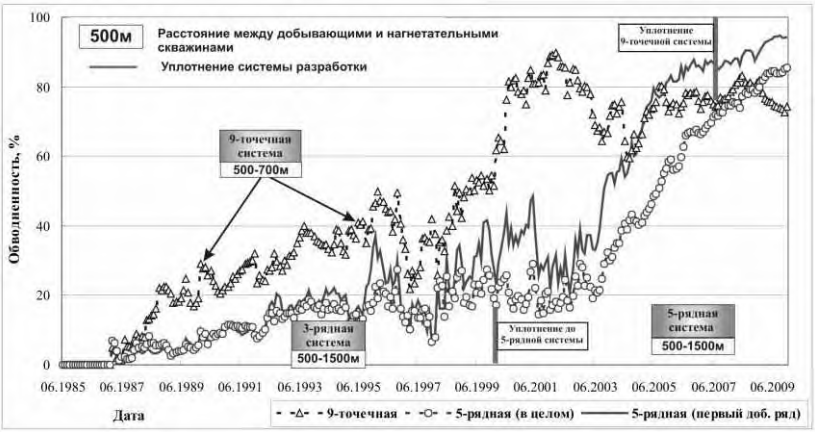


Рисунок 4.3 - Динамика обводненности 9-точечной и 5-рядной систем разработки

Суммарно с взаимным расположением добывающих и нагнетательных скважин этот факт и послужил причиной получения более высоких показателей выработки запасов в 5-рядной системе, и подтверждает чувствительность темпов обводнения продукции на расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами.

Еще одним преимуществом рядной системы над площадной является ее меньшая жесткость. Поскольку выбывшая из эксплуатации по техническим причинам нагнетательная скважина в рядной системе может быть заменена изменением режима работы соседних нагнетательных, тогда как в площадной такая возможность отсутствует. Это в том числе определяет адрес и степень выработки запасов. Так на рисунке 4.4 на отчетную дату приведена плотность подвижных запасов по описываемым системам, из которого видно концентрированное сосредоточение остаточных запасов в районе стягивающих рядов в рядной системе, в то время как в площадной - расположение остаточных запасов носит прерывистый характер с низким коэффициентом выработки в районе добывающих скважин ввиду более раннего их обводнения. В 9-точечной системе в пласте все еще остаются 60 % извлекаемых запасов нефти.

В 9-точечной системе разработки для улучшения выработки в местах с высокой концентрацией остаточных запасов нефти, в рамках проектных документов по Пермяковскому месторождению [1, 13] было запроектировано уплотняющее бурение, как в виде новых скважин, так и путем зарезки боковых стволов с дальнейшим переходом на рядную местами блочную систему. К настоящему времени в районе площадной системы реализовано 23 новых ствола, из них 2 ЗБС и 21 новая скважина. Успешность уплотняющего бурения составляет 96%. В среднем входной дебит нефти составляет 48,4 т/сут, дебит жидкости – 87,8 т/сут при обводненности 40,0 %, что можно считать позитивным результатом на фоне высокой обводненности по окружающим переходящим скважинам - 80-90%.

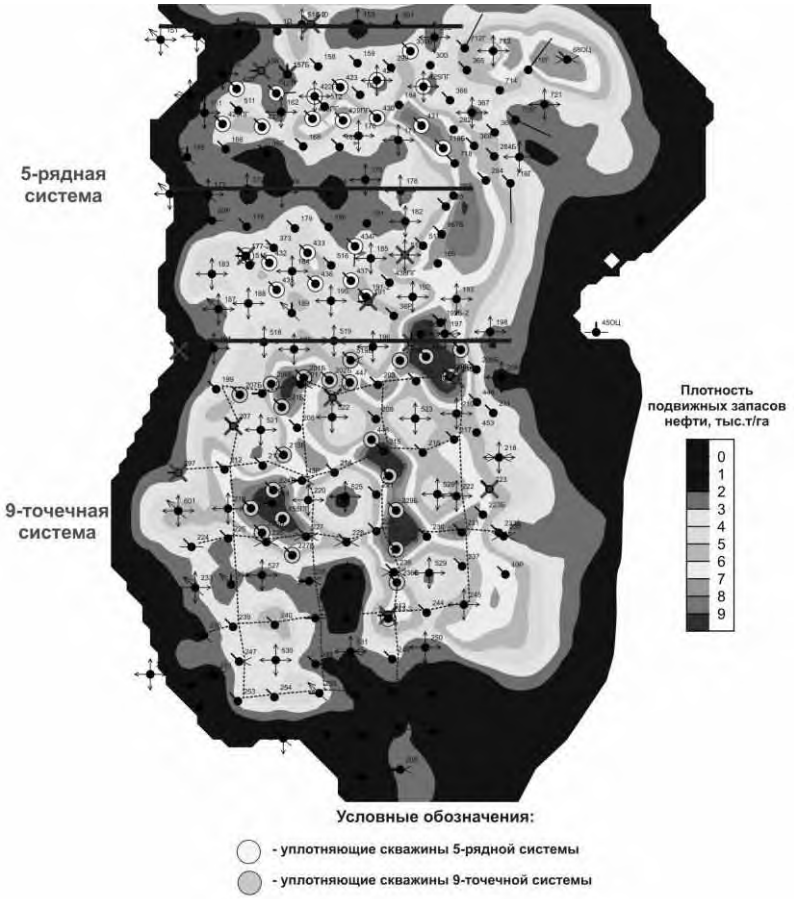


Рисунок 4.4 - Текущая плотность подвижных запасов нефти в 9-точечной и 5-рядной системах разработки

Не смотря на то, что в 9-точечной системе по уплотняющим скважинам получены высокие входные показатели (что говорит о наличии остаточных запасов и возможности их извлечении). Тем не менее, при сравнении с уплотняющим бурением в рядной системе (при сопоставимых стадиях разработки с 9-точечной системой), видно (рисунок

4.5), что динамика обводненности и характеристика вытеснения благоприятнее в 5-рядной системе. Так, на 01.01.2010 г. уплотняющие скважины в 5-рядной системе добыли 765,6 тыс. т, что больше в 1,3 раза, чем в 9-точечной (594 тыс. т нефти).

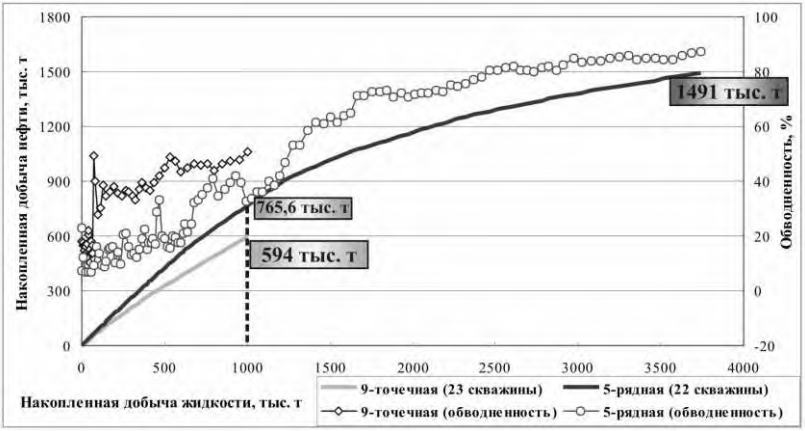


Рисунок 4.5 - Эффективность уплотняющего бурения в 9-точечной и 5-рядной системах

Полученное расхождение в эффективности систем заводнения обусловлено, тем, что в 9-точечной системе уже сложившиеся фильтрационные потоки к настоящему времени обводнили добывающие скважины, пробуренные в восьмидесятых годах, и привносят негативный вклад в новое бурение рядом расположенных уплотняющих скважин, а в 5-рядной – сформировавшиеся зоны стягивания, удаленные от зоны нагнетания, позволили с большей эффективной вовлечь остаточные запасы.

Выводы:

- по результатам продолжительной эксплуатации 9-точечной и 5-рядной систем разработки Пермяковского месторождения следует, что наибольшей эффективностью и лучшими показателями выработки запасов нефти

обладает 5-рядная система в связи с более удаленным расположением добывающих скважин от нагнетания;

- меньшая эффективность уплотнения в 9-точечной системе (в 1,3 раза) по сравнению с 5-рядной подтверждает необходимость изначального выбора рядных систем заводнения в условиях монолитных гидродинамически связанных коллекторов верхнеюрских отложений.

4.2 Результаты применения ГРП в сочетании с заводнением

Разработка крупных месторождений, приуроченных к низкопроницаемым верхнеюрским коллекторам, началась в середине 80-х (Хохряковское, Пермяковское) и начале 90-х (Кошильское). На тот период времени опыт разработки месторождений с данными геологическими условиями был небольшим, а ГРП и горизонтальное бурение не применялось [7].

Хохряковское и Пермяковское месторождения вводились в разработку в середине 80-х гг., что было одним из первых опытов разработки верхнеюрских низкопроницаемых коллекторов. На данных месторождениях первоначально были заложены площадные системы заводнения, так как на дату начала ввода месторождений в промышленную разработку присутствовала информация только по разведочному бурению. По результатам исследований ожидались низкие приемистости нагнетательных скважин (примерно 100 м3/сут при устьевых давлениях 180-200 атм.), но как показал первый опыт разработки, приемистости составляли приемлемые значения, а в некоторых случаях превышали значения 500 м3/сут, что было вызвано раскрытием техногенных трещин в призабойной зоне пласта при высоких устьевых давлениях. Поэтому на данных месторождениях для обеспечения лучшей выработки запасов в первые годы эксплуатации было решено уйти от площадных систем к рядным с последующим их уплотнением.

Первоначально реализовывалась 3-рядная система, а потом уплотнялась до 5-ти рядной, на современном этапе добавилось проведение ГРП, что и стало объектом исследований. Для решения этой задачи был выбран один из лучших участков Пермяковского месторождения, где реализована 5-рядная система заводнения, результаты исследований легли в основу публикации [12].

Хронология формирования системы заводнения следующая: месторождение разбуривалось по площадной обращенной 9–точечной системе с расстоянием между скважинами 500 м. Затем на разбуренной центральной части месторождения с неосвоенной 9-точечной системой была сформирована 3-рядная система разработки, тогда как на южной части уже была реализована площадная система (1985 – 1990 гг.). Далее в 2000 г. 3-рядная система была преобразована в 5–рядную бурением по обе стороны стягивающего ряда двух уплотняющих добывающих рядов скважин, в результате чего расстояние между добывающими скважинами в уплотненных районах составило 200 – 300 м.

Анализируемые два элемента 5-рядной системы с геологической характеристикой приведены на рисунке 4.6. Необходимо отметить, что анализируемые системы разработки приурочены к пласту, имеющему преимущественно монолитное строение и характеризующемуся как гидродинамически связанный коллектор - ГСК (песчанистость – 0,66), т.е. данный участок месторождения обладает наилучшими коллекторскими свойствами.

Также, начиная с 2000 г., на рассматриваемом участке началось проведение операций ГРП на добывающем фонде. В сумме бурение 21 скважины (уплотнение до 5-рядной системы) и проведение 34 операций ГРП на добывающем фонде послужило причиной снижению пластового давления в зоне отбора с 23,6 МПа до 19,3 МПа (рисунок 4.8).

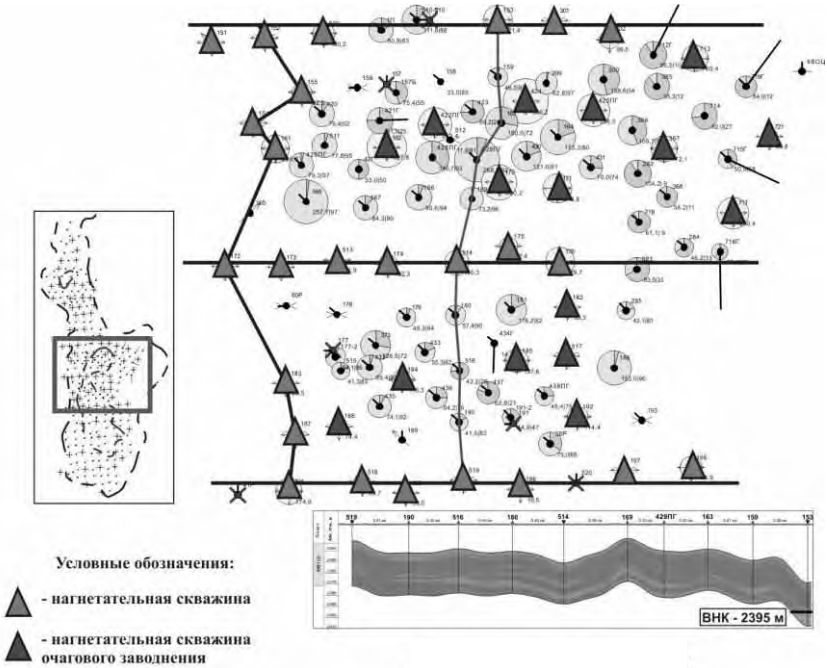


Рисунок 4.6 - Схема расположения 5-рядной системы разработки на месторождении и геологическая характеристика

Следствием этого, начиная с 2004 г., послужила организация очагового заводнения за счет перевода под нагнетание малопродуктивных добывающих скважин, во вторых или стягивающем рядах, где была нерегулярная сетка и расстояние между скважинами 200 – 300 м. Это позволило повысить пластовое давление до 21,6 МПа и поддержать уровни добычи нефти, но вызвало ускоренный рост обводненности с 25 % до 71 % (рисунок 4.9).

Подтверждением того, что увеличение обводненности связано с вводом очаговых скважин, может служить сравнение динамики обводненности и закачки от очагов (рисунок 4.9).

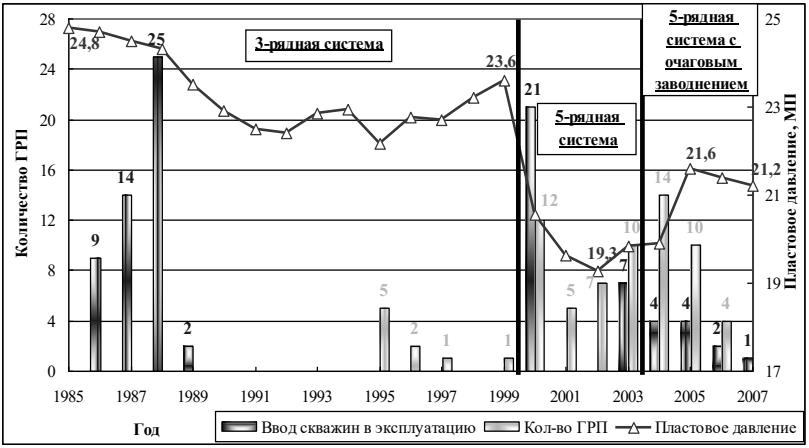


Рисунок 4.7 - Динамика пластового давления, ввода скважин в эксплуатацию и проведения ГРП

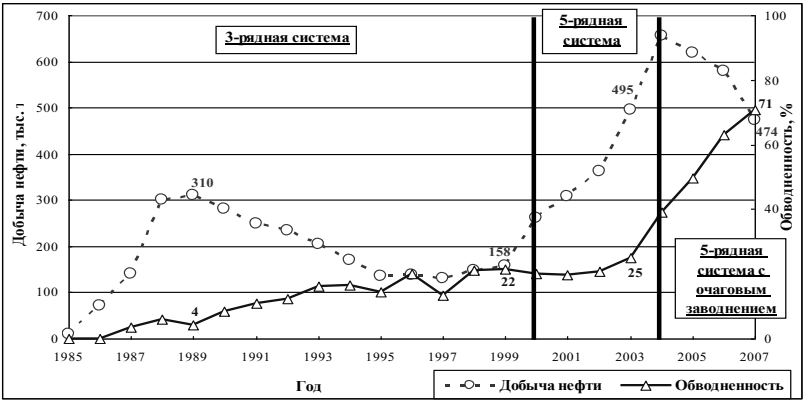


Рисунок 4.8 - Динамика добычи нефти и обводненности

Из рисунка видно, что темпы роста обводненности увеличиваются согласно увеличению закачки воды от очагов и по состоянию на 01.01.2008 г. обводненность составила 71% при закачке воды 957 м3/сут. При этом при вводе очаговых скважин изменилось направление фильтрационных потоков, поскольку на 01.01.2008 г. компенсация отборов за счет очагового

заводнения с расстоянием между скважинами 200-300 м составляет 55%, а за счет разрезающих рядов и приконтурного заводнения с расстоянием 500 м – 28%, тогда как ранее закачка осуществлялась только в нагнетательные ряды. Выработка запасов за счет закачки в разрезающие ряды видна по обводненности скважин первых добывающих рядов, которая выше всего на 13 % по сравнению со всем элементом перед вводом очагов, и это соотношение обводненности сохранено и на последнюю дату.

Рисунок 4.9 - Динамика обводненности 5-рядной системы в целом, первых добывающих рядов и закачки воды в очаговые скважины

В таблице 4.3 приведены данные, характеризующие эффективность системы заводнения в различные периоды времени. Из представленных данных отмечу изменение дебита нефти и обводненности по периодам. Так, дебит нефти при проведении ГРП увеличился с 17 т/сут до 37 т/сут, а после очагового заводнения достиг максимального значения 41 т/сут (2004 г.) и снизился из-за обводнения до 25 т/сут (2007 г.). Обводненность в свою очередь незначительно изменилась при

проведении ГРП, увеличившись с 22% до 25%, а за счет очагов достигла 71 %.

Также необходимо обратить внимание на то, что закачка разрезающих рядов оставалась в интервале 800 – 1000 м3/сут до и после очагового заводнения, что указывает на необходимости увеличения нагнетательных скважин по сравнению с 5-рядной системой при увеличившихся отборах жидкости вследствие проведения ГРП, поскольку разрезающих рядов недостаточно для компенсации отборов. Вопрос усиления 5-рядной системы заводнения является актуальнейшим, но не дает ответа, является ли применение очагового заводнения оптимальным выходом из этой ситуации, с учетом полученного роста обводненности. Для понимания влияния закачки на выработку запасов [5] далее приводится ряд исследований и наблюдений.

Таблица 4.3 - Характеристика системы заводнения

Параметр	Система разработки		
	3-рядная (1985 - 1999 гг.)	5-рядная (2000 - 2003 гг.)	5-рядная с очаговым заводнением (2004 - 2007 гг.)
Количество скважин	52	80	91
Соотношение доб/нагн скважин	1:4,4	1:3,0	1:1,9
Среднее Рпл, Мпа	23,3	19,8	21,0
Количество ГРП	9	34	32
Средний объем закачиваемого проппанта, т	6,8	14,9	38,8
Обводненность, %	22	25	71
Дебит нефти, т/сут	17	37	25
Плотность сетки скважин, га/скв	30,8	19,5	16
Накопл. добыча нефти на 1 скв., тыс.т	55	54	71
ВНФ, ед	0,1	0,2	0,6
Текущий КИН, д.ед	0,120	0,181	0,280
Остат. подвижн. запасы нефти на 1 доб. скв., тыс. т	179	111	71

4.3 Примеры образования сквозных трещин

В разделе приводится материал, указывающий на то, что при разработке верхнеюрских коллекторов месторождений Хохряковской группы образуются техногенные трещины от забоя нагнетательной скважины до забоя добывающей.

Первый пример относится к нагнетательной скважине № 153, расположенной в разрезающем нагнетательном ряду и скважине № 159 в первом добывающем ряду элемента 5-рядной системы (рисунок 4.10). Расстояние между скважинами составляет 494 м. В 1998 г. в скважине № 159 были отмечены резкие скачки обводненности, что было связано с работой нагнетательной скважины. Это отображено на рисунке 4.10, где при пуске нагнетательной скважины № 153 (красный цвет) обводненность скважины № 159 растет скачком с 21% до 98%, что возможно при образовании высокопроводящего канала (трещины), соединяющего забои нагнетательной и добывающей скважины. При этом после остановки нагнетательной скважины через один месяц обводненность в добывающей скважине упала с 97% до 5%. Это указывает на то, что от закачки воды образовалась сквозная трещина, а после остановки нагнетательной скважины трещина сомкнулась. Этот пример показывает, что обводненность скважины и обводненность пласта могут значительно расходиться в (первом случае 97%, а во втором 5%.)

Второй пример относится к приконтурной нагнетательной скважине № 154 и добывающей скважине № 161 (рисунок 4.11). После перевода скважины № 154 под нагнетание воды обводненность в рядом расположенной (293 м) скважине № 161 увеличилась с 29% до предельного значения 99%. После нескольких месяцев работы с предельной обводненностью скважину 161 остановили и перевели под нагнетание для улучшения энергетического состояния участка залежи. Это в свою очередь вызвало образование сквозной трещины от скважины 161 до скважины 420 (расстояние между скважинами 512 м) и скачкообразное обводнение с 69% до 97%.

Скачкообразный рост обводненности в скв. 420 является бесспорным свидетельством образования сквозных трещин.

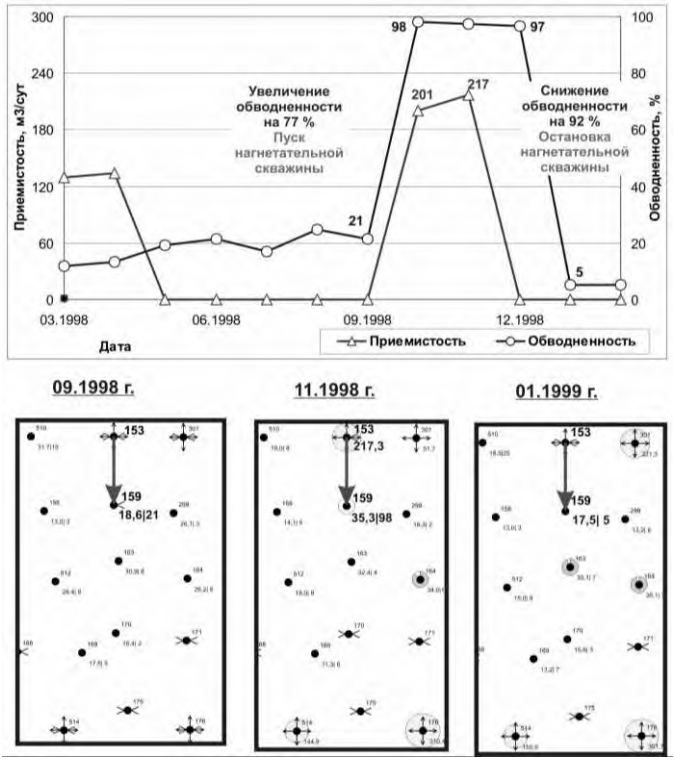


Рисунок 4.10 - Пример образования сквозной трещины между скважинами 153 и 159

Следующий пример относится к зоне потенциального стягивания. Так, скважину № 171 перевели под нагнетание после обводнения до предельного значения после продолжительной эксплуатации. Рядом расположенная (348 м) добывающая скважина № 431 находится во втором добывающем ряду, который является уплотняющим (рисунок 4.12).

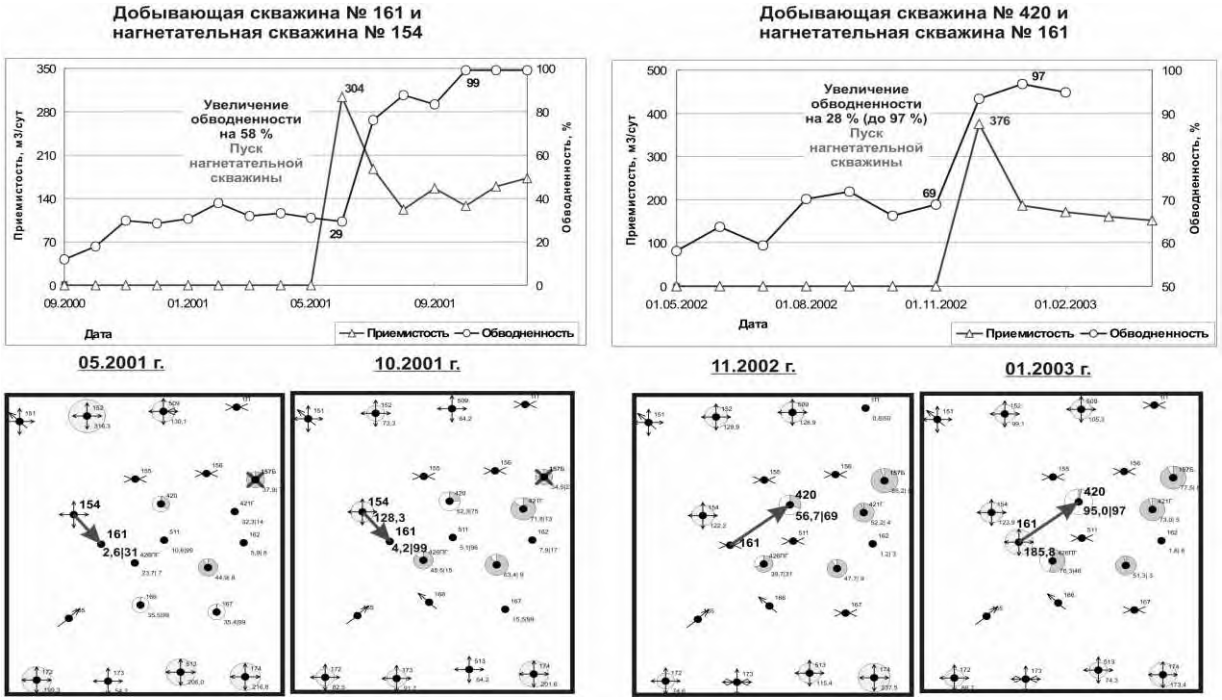


Рисунок 4.11 - Пример образования сквозной трещины между скважинами 154 и 161 и между скважинами 161 и 420

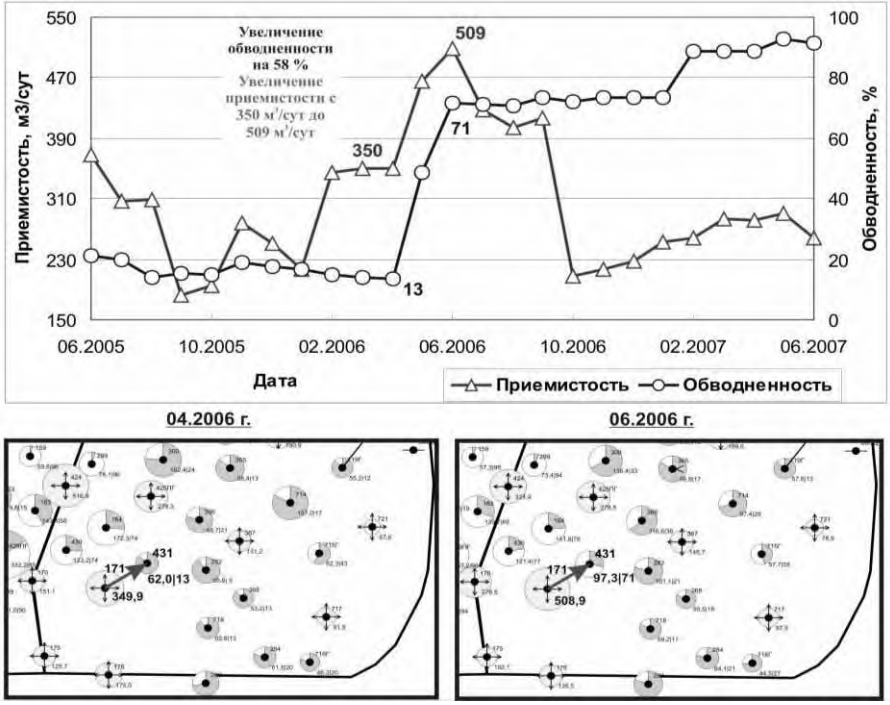


Рисунок 4.12 - Пример образования сквозной трещины между скважинами 171 и 431

После продолжительной эксплуатации скважины № 431 ее дебит по жидкости имел тенденцию к снижению, несмотря на закачку в рядом расположенной скважины № 171, приемистость которой была на уровне 200 – 300 м3/сут. Поэтому для стабилизации отборов по жидкости приемистость была увеличена до 350 м3/сут, на что среагировал дебит жидкости, увеличившись с 44 т/сут до 62 т/сут без изменения обводненности, которая оставалась на первоначальном уровне, после чего приемистость была увеличена до 509 м3/сут, что вызвало скачкообразное увеличение обводненности с 13% до 71%. Последующее снижение приемистости до 200 – 300 м3/сут стабилизировало обводненность, но не вернуло ее значение на первоначальный уровень. Этот пример указывает, что создание техногенных трещин (от нагнетания воды) может иметь безвозвратный эффект, что усложняет выработку запасов нефти из пласта [20, 21].

Таким образом, на основе конкретных примеров было показано, что между забоями нагнетательных и добывающих скважин возможно образование сквозных трещин при различных расстояниях между скважинами (от 293 м до 512 м) и вне зависимости от расположения скважин в элементе (первый добывающий ряд, приконтурный участок или зона потенциального стягивания).

4.4 Влияние давления нагнетания воды на показатели эксплуатации скважин при организации очагового заводнения в условиях проведения большеобъемного ГРП в добывающих скважинах

Очаговое заводнение получило широкое распространение на нефтяных месторождениях в целях повышения производительности глубинных насосов посредством увеличения давления в зоне дренирования добывающих скважинах, поскольку производительность наиболее распространенных насосов зависит в первую очередь от давления на приеме. Установлено, что подача ЭЦН соответствует его паспортной характеристике, если

динамический уровень превышает глубину установки насоса примерно на 400 метров. Поэтому, чтобы увеличить производительность насоса, нужно опустить его глубже или поднять давление в пласте [8]. Последнее осуществляется без замены насосного фонда переводом под нагнетание в зоне отбора нескольких малопродуктивных добывающих скважин, что и составляет очаговое заводнение. При этом нарушается проектная сетка скважин, что приводит к неравномерному вытеснению нефти водой.

Возвращаясь обратно к анализируемым двум блокам 5-рядой системы заводнения, а именно, к рассмотрению периода времени реализации очагового заводнения [9], но теперь, с учетом знания того факта, что между нагнетательными и добывающими скважинами возможно образование сквозной трещины, рассмотрим влияние очагового заводнения на работу и технологические показатели окружающих их добывающих скважин.

Необходимо еще раз отметить, что очаговые скважины расположены в зоне потенциального стягивания, где расстояние между скважинами составляет 200-300 м, а в добывающих скважинах проведен ГРП. В период с 09.2003 г. по 04.2004 г. для поддержания отборов было организовано очаговое заводнение, которое заключалось в переводе под закачку 6 малопродуктивных скважин в центре блоков внутри зоны пониженного пластового давления. На рисунке 4.13 приведено расположение очаговых скважин.

Для анализа эффективности были выбраны четыре нагнетательные скважины и окружающие их добывающие скважины в разных блоках разработки и разделены на два участка. На каждый участок приходится по 6 - 7 добывающих скважин.

По каждому участку в отдельности была построена динамика технологических показателей (рисунок 4.14) до и после реализации заводнения внутри блоков.

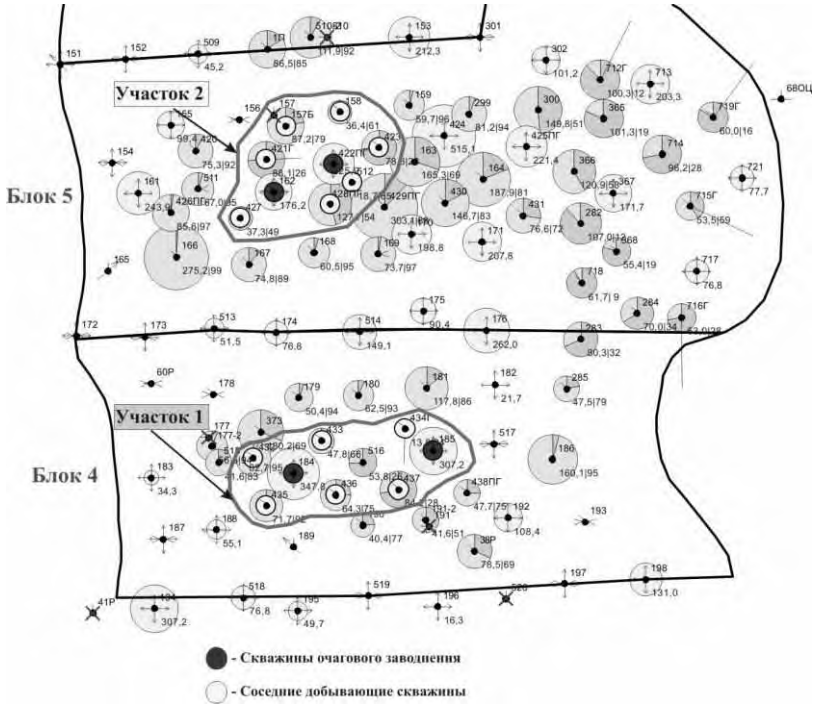


Рисунок 4.13 - Схема расположения скважин очагового заводнения

Последовавшее после снижения эффекта от мероприятий по интенсификации добычи изменение системы заводнения (очаговое заводнение) привело к увеличению пластового давления, и вследствие этого, к росту отборов по нефти и жидкости. Данная тенденция наблюдается на обоих участках, и на каждом получена дополнительная добыча нефти (42 тыс. т и 121 тыс. т), рассчитанная от базового уровня. За базовый уровень по каждому участку в отдельности взят дебит нефти согласно сложившейся тенденции падения. Следует отметить, что обводненность до очагового заводнения по участкам составляла 10% - 13%, а текущее значение – 57% и 75%.

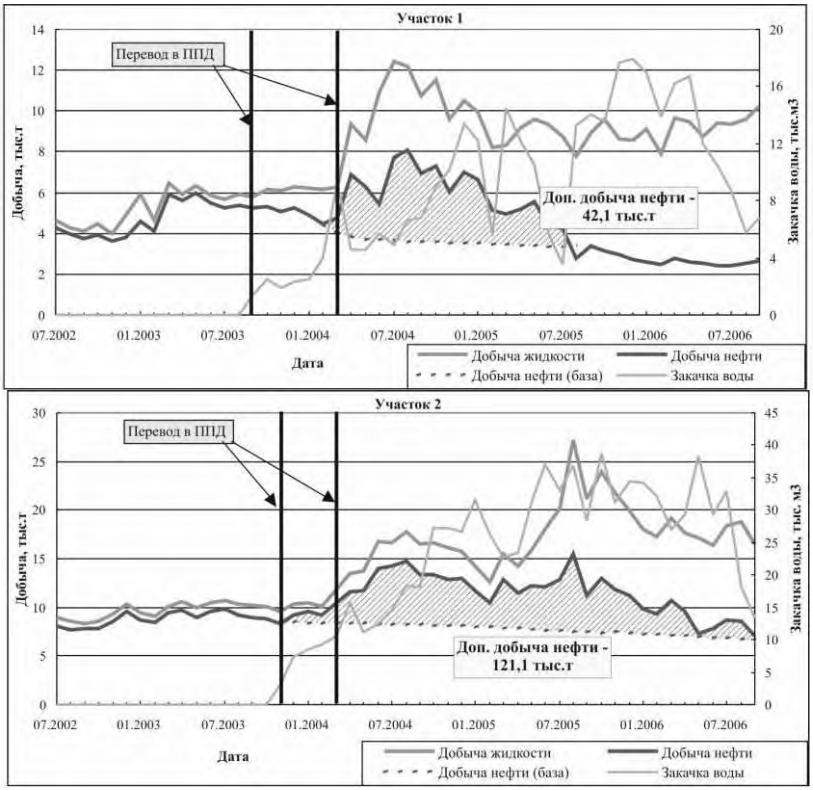
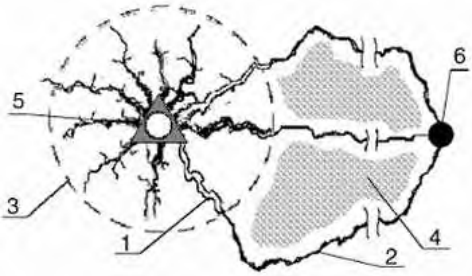


Рисунок 4.14 – Динамика технологических показателей по участкам

В результате проведенного анализа было выявлено, что причиной обводнения является поступление воды по пласту, т.е. от закачки, и уделено внимание устьевым давлениям закачки и значения, которых для Пермяковского месторождения в 14 МПа соответствует давлению раскрытия трещин или давлению самопроизвольного ГРП (СГРП). Образованию техногенных трещин посвящено целый ряд работ, в которых указывается на необходимость учета этого факта и проведения мероприятий по снижению трещинообразования [2, 3, 14, 15]. Схема развития техногенной трещиноватости приведена на рисунке 4.15.



1 – техногенная трещина;
2 – сквозная трещина;
3 – условная граница техногенной трещиноватости;
4 – целики нефти;
5 – нагнетательная скважина;
6 – добывающая скважина)

Рисунок 4.15 – Схема развития техногенной трещиноватости

На рисунке 4.16 приведена динамика устьевого давления нагнетания, а также обводненность соседних добывающих скважин.

На участке 1 получена дополнительная добыча нефти на одну добывающую скважину в размере 7,0 тыс. т. При этом в результате близкого расположения закачки к добывающим скважинам и высоких давлений нагнетания получен резкий рост обводненности в 4 из 6 рассматриваемых скважин. На участке значение устьевого давления практически весь анализируемый период находится на уровне 15 МПа, что превышает давление раскрытия техногенных трещин, и видно относительно быстрое увеличение обводненности с первоначального значения 9,7% до 75,3%.

На участке 2 при закачке воды с давлением нагнетания ниже давления самопроизвольного ГРП были получены меньшие темпы роста обводненности и большая дополнительная добыча нефти (на одну скважину 17,3 тыс. т) из рассматриваемых участков. На данном участке необходимо отметить период времени с 03.2005 г. по 09.2005 г., когда давление нагнетания приняло повышенные значения для данного участка, в среднем 12,3 МПа (возможно, на данном участке это давление соответствует давлению СГРП). В результате чего получен ускоренный рост обводненности с

23,5% до 46,0%, тогда как при давлениях нагнетания на уровне 9 – 10 МПа обводненность имеет очень плавную динамику увеличения с 13,8 % до 23,5 % (09.2003 г. – 03.2005 г.) и с 46,0 % до 57,0 % (09.2005 г. – 09.2006 г.).

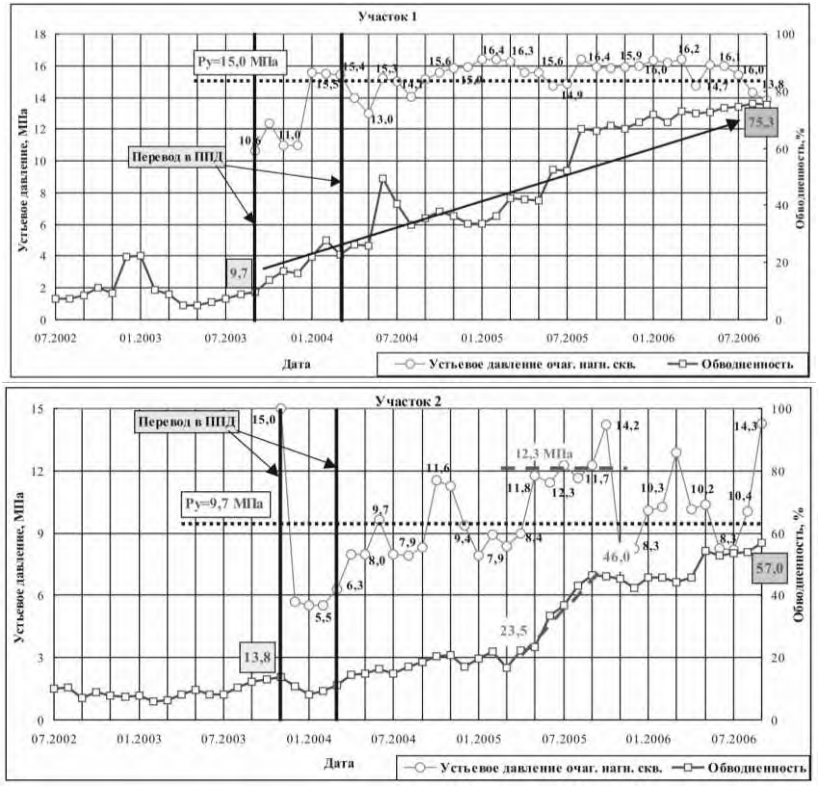


Рисунок 4.16 - Динамика устьевого давления в нагнетательных скважинах и забойного в добывающих скважинах по участкам

Данные, характеризующие эффективность очагового заводнения по анализируемым участкам, приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Эффективность очагового заводнения

№ участка	Среднее устьевое давление, Мпа	Средняя приемистость, м3/сут	Накопленная доп. добыча нефти на 1 добыв. скв., тыс. т	Прирост текущего КИН, д. ед	Текущая обводненность, %
1	15,0	181	7,0	0,026	75,3
2	9,7	428	17,3	0,049	57,0

Из таблицы 4.4 видно, что с большим среднем устьевым давлением по первому участку (15,0 МПа) получена меньшая дополнительная добыча нефти 7,0 тыс. т, против 9,7 МПа и 17,3 тыс. т по второму участку, что отразилось и на приросте КИН по участкам: по первому – 0,026, по второму – 0,049.

Инструментальным подтверждением образования трещин при очаговом заводнении послужили трассерные исследования, проведенные в 2007 г. и 2008 г. на одной из очаговых скважин (№ 184), которая вошла в анализ на участке 1. В обоих исследованиях обнаружены трассеры в четырех окружающих добывающих скважинах за короткий промежуток времени (рисунок 4.17). За 2007 г. максимальная скорость фильтрации составила 156 м/сут при изменении проницаемости проводящих каналов в пределах 0,3 – 12,2 Д. За 2008 г. максимальная скорость фильтрации составила 8,5 м/сут при изменении проницаемости проводящих каналов в пределах 0,3 – 1,9 Д.

Сравним также эффективность очагового заводнения в сравнении с правильной 5-рядной системой. Для этого был произведен прогноз показателей и рассчитаны денежные потоки, поскольку здесь является конкурирующей 5-рядная система с пониженным пластовым давлением, с низкими дебитами жидкости, но и низкой обводненностью, тогда как в случае с очаговыми скважинами приемлемое пластовое давление, высокие дебиты жидкости и высокая обводненность.

Таблица 4.4 - Эффективность очагового заводнения

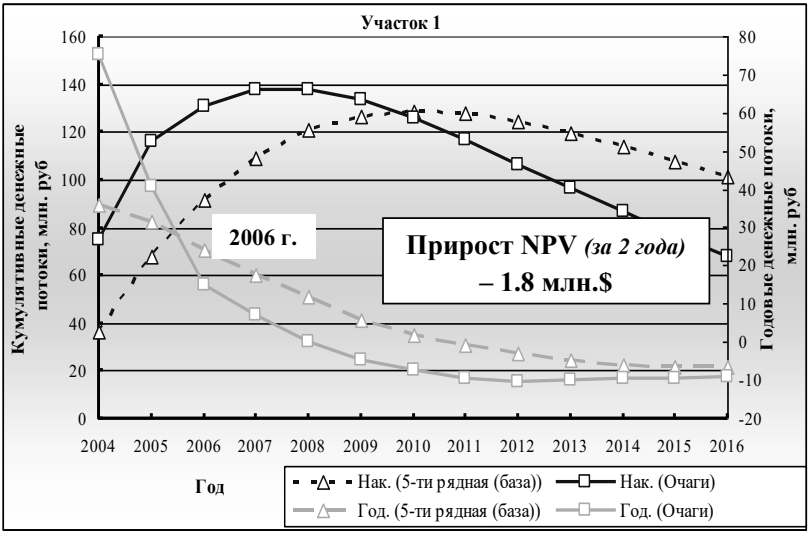
№ участка	Среднее устьевое давление, Мпа	Средняя приемистость, м3/сут	Накопленная доп. добыча нефти на 1 добыв. скв., тыс. т	Прирост текущего КИН, д. ед	Текущая обводненность, %
1	15,0	181	7,0	0,026	75,3
2	9,7	428	17,3	0,049	57,0

Из таблицы 4.4 видно, что с большим среднем устьевым давлением по первому участку (15,0 МПа) получена меньшая дополнительная добыча нефти 7,0 тыс. т, против 9,7 МПа и 17,3 тыс. т по второму участку, что отразилось и на приросте КИН по участкам: по первому – 0,026, по второму – 0,049.

Инструментальным подтверждением образования трещин при очаговом заводнении послужили трассерные исследования, проведенные в 2007 г. и 2008 г. на одной из очаговых скважин (№ 184), которая вошла в анализ на участке 1. В обоих исследованиях обнаружены трассеры в четырех окружающих добывающих скважинах за короткий промежуток времени (рисунок 4.17). За 2007 г. максимальная скорость фильтрации составила 156 м/сут при изменении проницаемости проводящих каналов в пределах 0,3 – 12,2 Д. За 2008 г. максимальная скорость фильтрации составила 8,5 м/сут при изменении проницаемости проводящих каналов в пределах 0,3 – 1,9 Д.

Сравним также эффективность очагового заводнения в сравнении с правильной 5-рядной системой. Для этого был произведен прогноз показателей и рассчитаны денежные потоки, поскольку здесь является конкурирующей 5-рядная система с пониженным пластовым давлением, с низкими дебитами жидкости, но и низкой обводненностью, тогда как в случае с очаговыми скважинами приемлемое пластовое давление, высокие дебиты жидкости и высокая обводненность.

снижают эффективность заводнения, уменьшают добычу нефти и увеличивают обводненность.



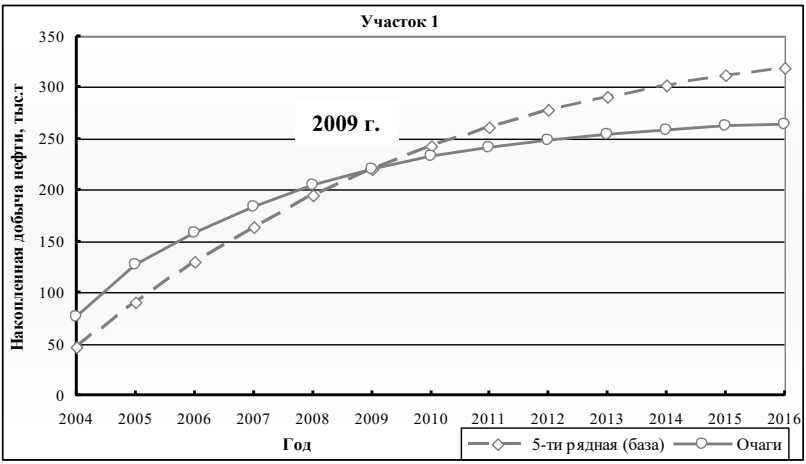


Рисунок 4.18 - Эффективность применения очагового заводнения на участке 1, при давлении нагнетания выше давления СГРП

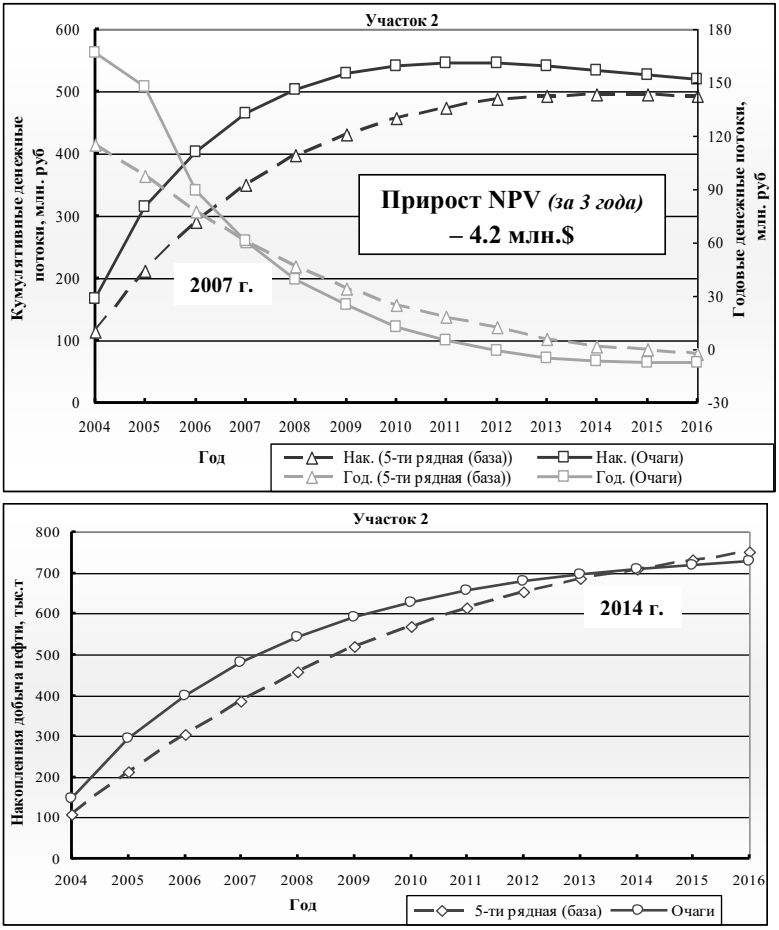


Рисунок 4.19 - Эффективность применения очагового заводнения на участке 2 при давлении нагнетания ниже давления СГРП

В случае очагового заводнения этот фактор имеет более критичный характер, поскольку расстояние между скважинами небольшое и составляет всего 200-300 м. Также в добывающих скважин проведен ГРП, что предоставляет возможность соединения трещин от закачки и от ГРП. Следовательно, при

формировании системы заводнения необходимо брать во внимание возможность образования трещин. Поэтому далее необходимо на основе математических расчетов оценить длину создаваемой от нагнетания трещины и выявить параметры, от которых зависит длина, после чего, с учетом полученных результатов, рассмотреть более эффективные способы адаптации 5-рядной системы заводнения на основе ранее полученного опыта разработки верхнеюрских отложений рядом расположенных месторождений.

4.5 Рекомендации по адаптации 5-рядной и оптимизации текущей системы заводнения

Данные рекомендации выводились авторами по причине высокой актуальности проблемы адаптации системы заводнения на месторождениях всего района, где рядные системы представлены на большинстве месторождений.

Приведенные ранее данные и расчеты обозначили проблему усиления 5-рядной системы заводнения, и ее адаптация в виде очагового заводнения несет дополнительные проблемы ввиду образования трещин и, как следствие, неравномерного вытеснения нефти водой. Поэтому для выявления оптимальной адаптации 5-рядной системы далее, на основе полученных успешных примерах соседних месторождений, будут сформированы оптимальные решения по трансформации системы заводнения.

Рекомендации по оптимальной адаптации 5-рядной системы заводнения

Наиболее интересный и полезный опыт применения и трансформации 5-рядных систем получен на Хохряковском и Ершовом месторождениях [17].

Основной вопрос, который здесь будет рассматриваться – на каком участке 5-рядной системы необходимо располагать дополнительные нагнетательные скважины.

Из опыта Ершового месторождения можно почерпнуть следующее [22]. При уплотнении 3-рядной системы заводнения до 5-рядной одновременно осуществлялось уплотнение

нагнетательных разрезающих рядов для обеспечения приемлемой компенсации отборов (рисунок 4.20). Как показал сравнительный анализ эффективности выработки запасов нефти, Ершовое месторождение обладает наилучшей характеристикой вытеснения среди ближайших месторождений (рисунок 4.21). Так, на обводненность 69 % по Кошильскому, Пермяковскому и Хохряковскому месторождениям изменяется от 0,117 до 0,161, а по Ершовому значительно выше и составляет 0,217. Поэтому решение уплотнения нагнетательных рядов в случае уплотнения системы заводнения с 3-рядной до 5-рядной рекомендуется к применению в дальнейшем.

Также на Ершовом месторождении, начиная с 2005 г., было применено очаговое заводнение (23 скважины), но отличительной особенностью его является то, что оно было применено на завершающей стадии разработки при обводненности 94 % – 95 %, когда простаивает большая часть эксплуатационного фонда (бездействующий фонд – 452 скважины, действующий фонд – 198 скважин) по причине обводнения и выполненного проектного назначения. Здесь очаговое заводнение послужило инструментом для обеспечения форсированного отбора жидкости; так как остаточные запасы нефти рассредоточены по большой площади, за счет больших депрессий удается подтягивать остаточную нефть. Так начиная с 2004 г., дебиты жидкости повысились в 2,5 раза, действующий фонд добывающих скважин увеличился на треть (за счет ввода законсервированных скважин), в основном в местах стягивающих рядов, где была введена очаговая закачка (треть от действующих нагнетательных скважин). В результате (рисунок 4.22) относительно 2004 г. удалось увеличить добычу нефти в 1,5 раза при удвоении отборов жидкости и закачки и неизменной динамике обводненности.

Это мероприятие также дало эффект, который отражен на характеристиках вытеснения и составляет 461,3 тыс. т нефти (рисунок 4.23).

Для лучшего представления об эффективности рассмотрим несколько примеров.

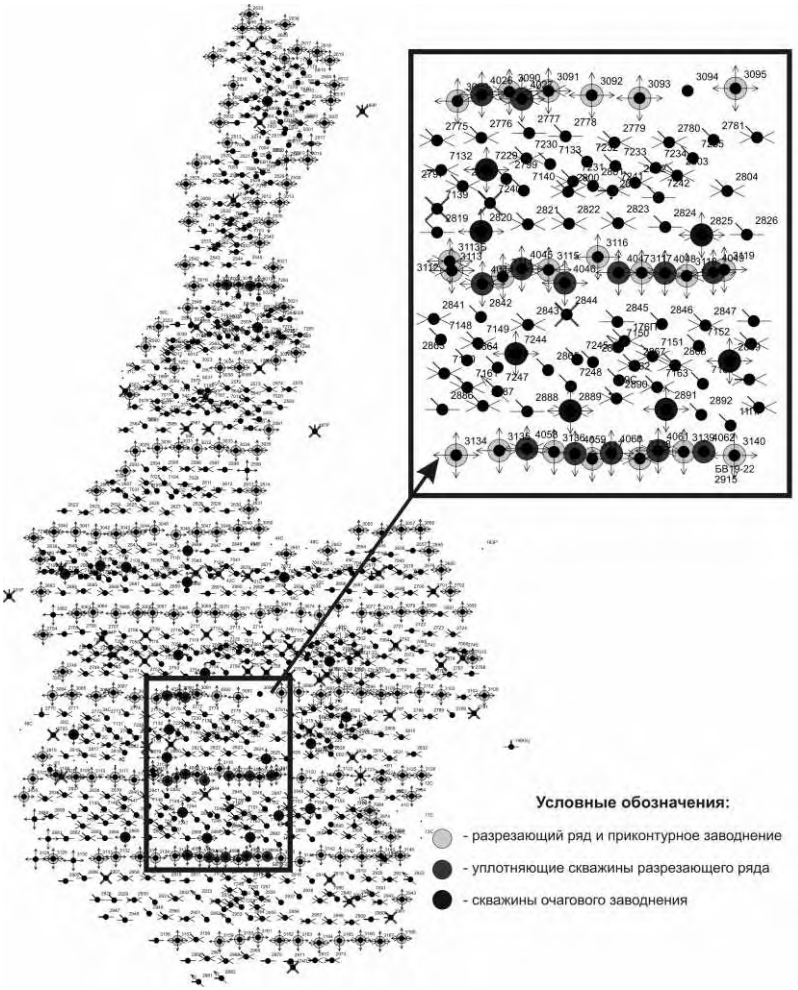


Рисунок 4.20 - Расположение нагнетательных скважин Ершового месторождения

На рисунке 4.24 представлен пример организации совместного применения ФОЖ и очагового заводнения, начиная с 2005 г. Рассматриваемая на рисунке 4.24 добывающая скважина № 7164 расположенная во втором добывающем ряду,

а две скважины очагового заводнения №№ 2891 и 2869 - в первом добывающем и стягивающих рядах, соответственно. Дебит нефти скважины № 7164 до организации очагового заводнения составлял 5,7 т/сут, а после планомерно за счет нескольких смен насосов увеличился до 45,8 т/сут, составив в среднем за время организации очагового заводнения 26,3 т/сут. Суммарно это привело к текущему увеличению дебита нефти в 3-4 раза.

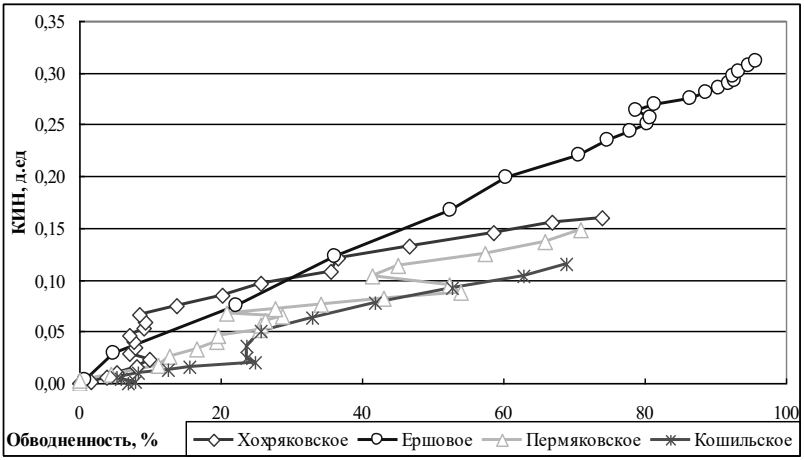


Рисунок 4.21 - Сопоставление характеристик вытеснения по месторождениям в координатах «КИН - Обводненность»

На рисунке 4.25 представлен пример комплекса мероприятий ФОЖ, очагового заводнения и ГРП, где добывающие скважины №№ 7167 и 2871 расположены во втором и стягивающем рядах и одна скважина очагового заводнения № 7154, переведенная под нагнетание во втором добывающем ряду. Добывающие скважины находились в бездействующем фонде по причине высокой обводненности продукции. После перевода под нагнетание скважины № 7154 в 2004 г. и проведения ГРП в 2005 г. (№ 7167) и 2006 г. (№ 2871) скважины вступили в добычу с обводненностью 97,8 % и 95,2

%, с дебитами нефти 3,8 т/сут и 8,4 т/сут, соответственно. Дополнительная добыча нефти по скважинам составила 3,5 тыс. т и 2,6 тыс. т, эффект продолжается.

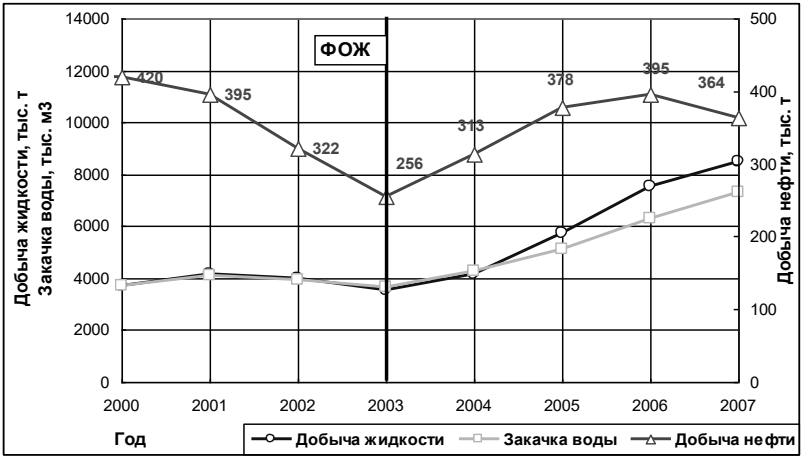


Рисунок 4.22 - Динамика добычи жидкости, закачки воды и добычи нефти Ершового месторождения

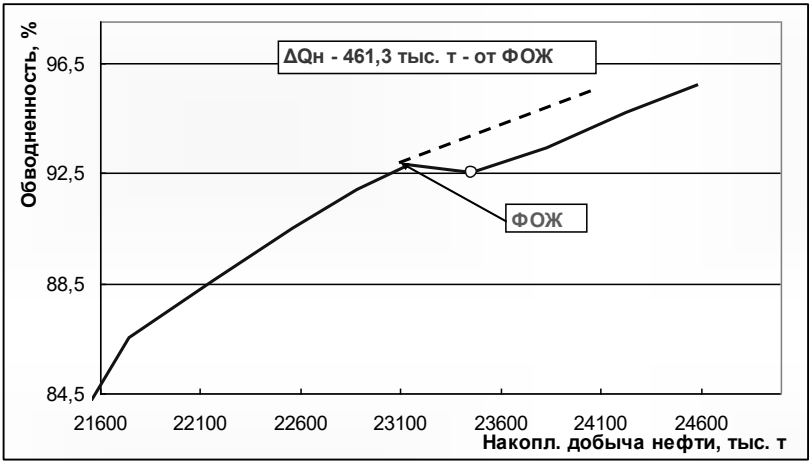


Рисунок 4.23 - Эффективность ФОЖ и очагового заводнения на Ершовом месторождении

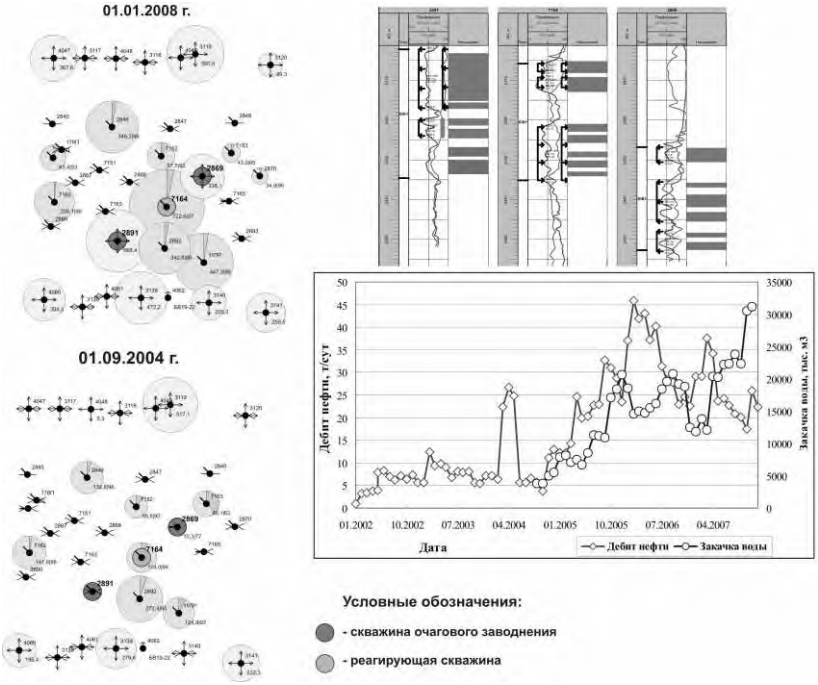


Рисунок 4.24 - Совместное применение ФОЖ и очагового заводнения на Ершовом месторождении

Следовательно, очаговое заводнение (в плане повышения эффективности выработки запасов, а не интенсификации добычи) рекомендуется на завершающей стадии разработки для обеспечения адресной довыработки запасов с форсированным отбором жидкости.

Безусловно, уплотнение нагнетательных рядов при уплотнении системы заводнения, в том числе при массовом проведении ГРП на добывающем фонде, будет эффективно, но недостаточно. Поскольку, как упоминалось ранее, текущая компенсация отборов за счет разрезающих рядов составляет 28 %, поэтому максимальный эффект, который можно получить от

уплотнения через одну скважину – это значение компенсации 56 %. Следовательно, появляется необходимость дополнительно переводить под нагнетание скважины из числа добывающих, примером чего можно воспользоваться из опыта разработки Хохряковского месторождения, принимая во внимание ускорение обводнения и образование сквозных трещин и близкое расположение нагнетательных и добывающих скважин [23].

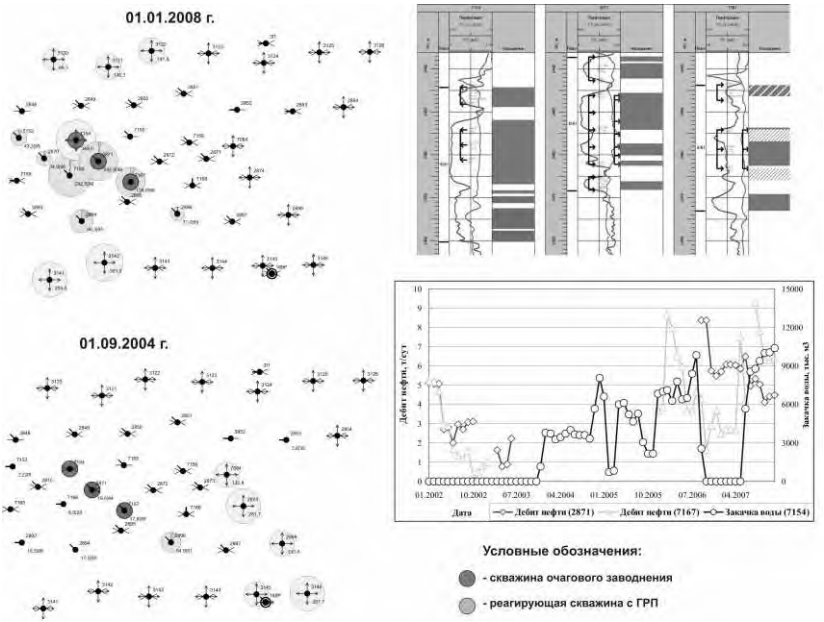


Рисунок 4.25 - Совместное применение ФОЖ, очагового заводнения и ГРП на Ершовом месторождении

Разработку Хохряковского месторождения можно разделить на четыре этапа согласно трансформации системы заводнения (рисунок 4.26 – 4.27):

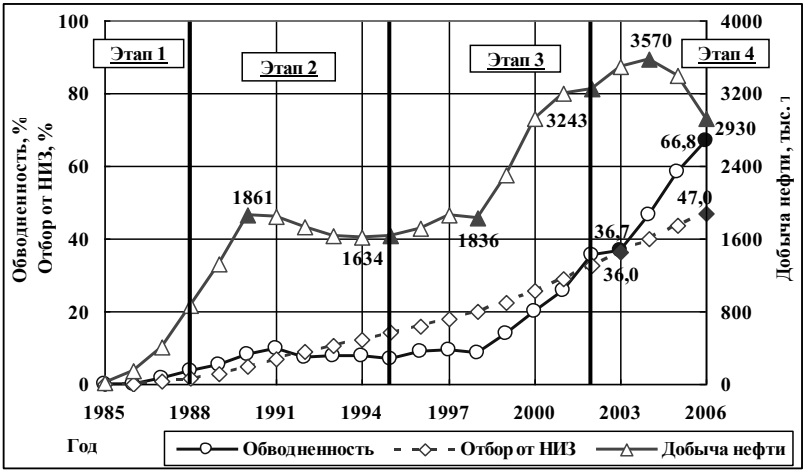


Рисунок 4.26 - Динамика добычи нефти, обводненности и отбора от НИЗ

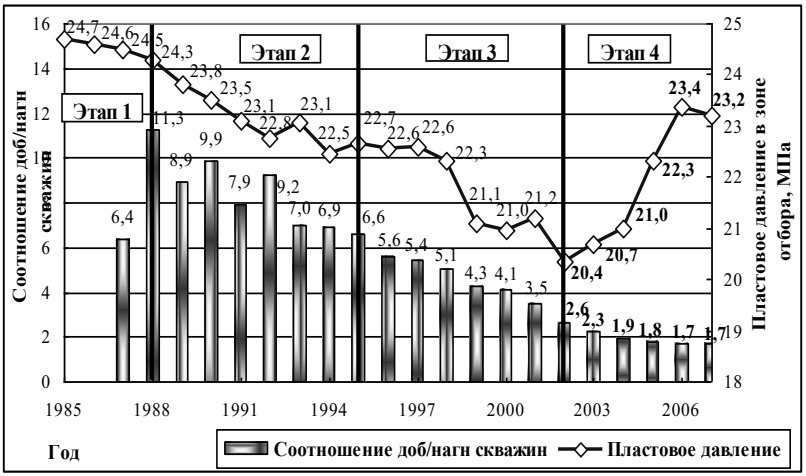


Рисунок 4.27 - Динамика пластового давления и соотношения добывающих и нагнетательных скважин

На первом этапе (1985 – 1988 гг.) месторождение разбуривалось по 3-рядной системе разработки с расстоянием 600 м. Всего пробурено 169 скважин, месторождение охвачено бурением на 28 %. На конец этапа отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составил 1,6 % при обводненности 3,9 %. Пластовое давление незначительно снизилось от первоначального значения 24,7 МПа и составило 24,3 МПа.

На втором этапе (1989 – 1995 гг.) ввиду высокой плотности запасов нефти с целью улучшения в дальнейшем характеристик вытеснения и сокращения объемов попутно добываемой воды была предусмотрена трансформация 3-рядной системы заводнения в 5-рядную путем бурения 171 скважины в виде двух добывающих рядов скважин по обе стороны стягивающего ряда.

На данном этапе годовые отборы нефти увеличились до 1861 тыс. т (1990 г.) и стабилизировались, составив в 1995 г. 1634 тыс. т. На конец этапа отбор от НИЗ составил 14,1 % при обводненности 7,1 %. Всего пробурено 585 скважин, месторождение охвачено бурением на 75 %. Пластовое давление снизилось до 22,7 МПа и стабилизировалась на этом уровне.

На третьем этапе (1996 – 2002 гг.) предусмотрено бурение 70 уплотняющих скважин в зонах с высокой концентрацией остаточных запасов нефти. Также произведен переход от 5-рядной системы заводнения к блочно-замкнутой путем формирования поперечных нагнетательных рядов с расстоянием между рядами 2000 м, что является приемлемым решением при разработки месторождения [4]. При формировании поперечных рядов под закачку сначала переводились добывающие скважины в первых рядах, что тем самым увеличивало продолжительность работы скважин в стягивающем ряду.

Этап характеризуется массовым проведением ГРП [18], 42 операции в год, средний объем закачиваемого проппанта в пласт составляет 10,9 т. Вследствие чего, начиная с 1999 г., отмечается рост годовой добычи нефти, которая увеличилась в 1,8 раза с 1836 тыс. т (1998 г.) до 3243 тыс.т. (2002 г.).

Негативным моментом данного этапа послужило снижение пластового давления с 22,6 МПа (1996 г.) до 21,2 МПа (2002 г.), несмотря на усиление системы заводнения до блочно-замкнутой и при уменьшении соотношения добывающих и нагнетательных скважин с 1:6,6 (1996 г.) до 1:3,5 (2002 г.).

На конец этапа сформированность системы заводнения составила 80 %, поперечных нагнетательных рядов 72 %. Отбор от НИЗ составил 32,6 % при обводненности 35,5 %. Всего пробурено 755 скважин, месторождение охвачено бурением на 85 %.

На четвертом этапе (2003 – 2006 гг.) на месторождении повсеместно проведено ГРП и смена насосного оборудования на более производительное, в результате чего забойное давление снизилось с 14 МПа до 8,4 МПа. Это мероприятие позволяет увеличить отборы жидкости [10] без увеличения обводненности [6]. Охват добывающего фонда ГРП составил 85 %. Начиная с 2003 г., при ГРП закачивается в пласт кратно больше проппанта, в среднем объем которого на этапе 4 составляет 37,6 т, также увеличилось количество операций, в среднем 61 операция в год. Всего пробурено 791 скважина, месторождение охвачено бурением на 90 %.

Необходимо отметить, что в 2003 г. пластовое давление снизилось до 20,4 МПа, и возле стягивающих рядов образовались зоны с пониженным пластовым давлением, менее 19,0 МПа. Поэтому с целью улучшения энергетического состояния залежи было увеличено количество блочных элементов за счет сокращения их размеров, расстояние между поперечными рядами составило 1000 м [16]. В пяти блоках разукрупнение произведено по стягивающему ряду (21 скважина), а также путем перевода под закачку 54 скважин организовано очаговое заводнение, что привело к расформированию зоны потенциального стягивания, и, как следствие, затруднило локализацию остаточных запасов нефти. Как видно из рисунка 4.28, где показано расположение нагнетательных скважин, текущая система разработки далека от запроектированной блочной.

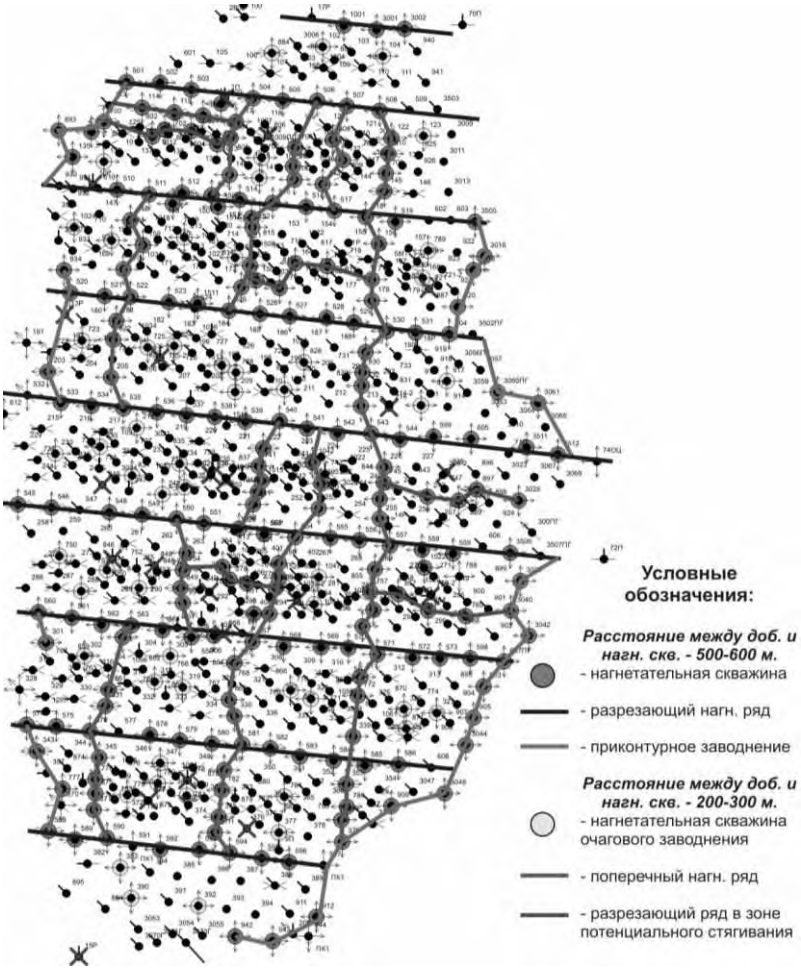


Рисунок 4.28 - Расположение нагнетательных скважин

Анализ динамики пластового давления на этапе 4 показывает, что значения увеличиваются с 20,4 МПа до 23,4 МПа и затем стабилизируются (23,2 МПа). Это вызвано, как отмечено выше, переводом добывающих скважин под закачку, что привело к изменению соотношения добывающих и нагнетательных скважин с 2,6 до 1,7, следовательно, последнее

значение в данных геологических условиях и при текущем состоянии разработки является оптимальным. Следует отметить, что значение пластового давления 23,2 МПа ниже первоначального на 6 % и является приемлемым, поскольку, как показал опыт разработки месторождений района, компенсации в интервале 150 - 220 % обеспечивают пластовое давление на уровне 5 – 10 % ниже первоначального. Это обусловлено низкой гидродинамической связью зоны закачки и отбора ввиду пониженной проницаемости пласта.

Таким образом, для эффективного поддержания пластового давления в условиях массового проведения ГРП необходимо поддерживать оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин на уровне 1:1,7.

На этапе 4 можно выделить следующие положительные и отрицательные стороны. Положительным моментом можно охарактеризовать стабилизацию годовой добычи нефти в течение трех лет на уровне 3300 – 3500 тыс. т. за счет увеличения пластового давления. Негативным фактором стало перераспределение компенсации отборов, большая часть которой (73%) приходится на поперечные ряды и очаговое заводнение, а на разрезающие ряды – 41 %, где расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет 200-300 м. При наличии ГРП в добывающих скважинах следствием явилось опережение обводнения относительно выработки запасов. Так, если в 2003 г. значения обводненности и отбора от НИЗ были сопоставимы и составляли 36,7 % и 36,4 %, то их текущие значения составляют 66,8 % и 47,0 % соответственно (рисунок 4.22). Месторождение вступило в стадию падающей добычи нефти, которая по состоянию на 01.01.2007 г. составила 2930 тыс. т.

Из проведенного обзора и анализа этапов трансформации системы заводнения можно взять следующую информацию. Во-первых, оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин в условиях массового проведения ГРП, обеспечивающее поддержание пластового давления на приемлемом уровне. Во-вторых, динамику

показателей, в частности, обводненности; показатели на четвертом этапе разработки Хохряковского месторождения с организацией очагового заводнения соответствуют динамике показателей ранее рассмотренных элементов 5-рядной системы заводнения с очаговой закачкой Пермяковского месторождения. Поэтому четвертый этап разработки не представляет интереса и пользы для дальнейших рекомендаций, и необходимо обратить внимание на третий этап. На рисунке 4.29 приведен формирования из 5-рядной системы заводнения блочно-замкнутой путем создания поперечных нагнетательных рядов с расстоянием между ними 2000 м.

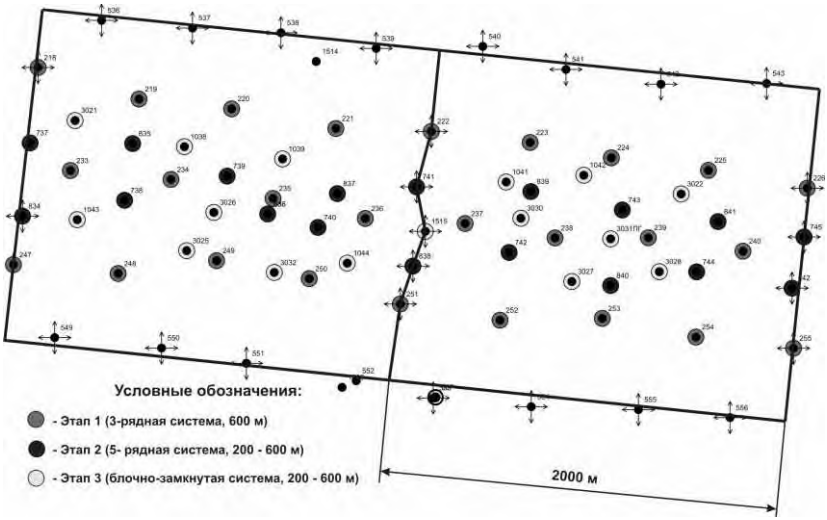


Рисунок 4.29 - Пример трансформации системы заводнения Хохряковского месторождения

Этот этап интересен тем, что создание поперечных нагнетательных рядов с большим расстоянием между ними (2000 м) не вызвало увеличения темпов обводнения в масштабе месторождения и позволило увеличить добычу за счет проведения ГРП (рисунок 4.26). Для подтверждения этого приводится анализ эффективности усиления системы

заводнения в зависимости от расположения в блочном элементе переведенных из добычи под нагнетание скважин.

В настоящее время (этап 4) на Хохряковском месторождении усиление системы заводнения происходит по различным вариантам (рисунок 4.30). Но наиболее общими и основными являются два варианта – формирование поперечных нагнетательных рядов и формирование нагнетательного ряда по стягивающему, параллельно разрезающим (очаговое заводнение отождествляется как упрощенный вариант с меньшим количеством переведенных скважин) – на рисунке 4.30 примеры № 1 и № 4.

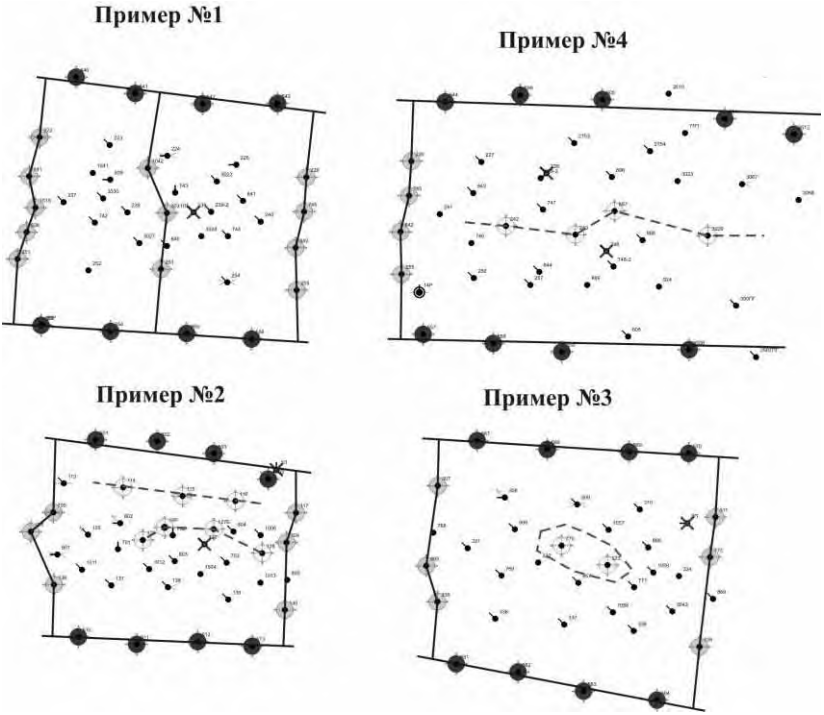


Рисунок 4.30 - Примеры элементов разработки Хохряковского месторождения

На рисунке 4.31 приведено расположение скважин по блочно-замкнутой и 5-рядной системе с очаговым заводнением, которое в настоящее время реализовано. На рисунке также приведена геологическая характеристика систем, которая указывает на ее сопоставимость, что также отмечается визуально по текущим дебитам жидкости.

Система разработки	Пласт	Эффект. нефтенас. толщина, м	Кн, д.ед	Кпр, мДарси	Ктч, д.ед	Расчлененность, ед	Макс. дебит жидкости, т/сут
Блочно-замкнутая	ЮВ1(1)	2	0,69	2,1	0,49	11,2	57,2
	ЮВ1(2)	**20,9**	**0,62**	**8,5**	**0,56**		
	ЮВ1(3)	3,8	0,55	3,8	0,48		
	ЮВ2	1,6	0,56	6,1	0,23		
5-рядная с очаговым заводнением	ЮВ1(1)	1,6	0,7	4,8	0,38	12,1	61,9
	ЮВ1(2)	**17,1**	**0,64**	**6,1**	**0,56**		
	ЮВ1(3)	3,9	0,6	5,6	0,55		
	ЮВ2	0,3	0,59	7,9	0,24		

Рисунок 4.31 - Характеристика элементов системы разработки

Хронология формирования систем следующая. В уплотненной 3-рядной системе до 5-рядной с целью более эффективного поддержания пластового давления были сформированы поперечные нагнетательные ряды. Данное решение было принято в 1995 г., когда не проводился большеобъемный ГРП. Расстояние между поперечными рядами на рассматриваемом участке составило 2400 м.

Формирование данных рядов продолжалась с 1996-2001 гг., начавшись с первых добывающих рядов и закончившись в зоне стягивания, что отражено в рекомендациях. Далее, в результате масштабного проведения большеобъемного ГРП,

смены насосов на более производительные и снижения пластового давления, потребовалась адаптация системы разработки в плане усиления.

Усиление системы разработки на участке было реализовано в двух различных вариантах. В первом случае – в виде формирования еще одного поперечного нагнетательного ряда, посередине между уже созданными. Расстояние между поперечными рядами составило 1200 м, зона потенциального стягивания уже имела небольшие размеры. Во втором случае – в 5-рядной системе под закачку перевели 4 добывающие скважины в стягивающем ряду, организовав тем самым очаговое заводнение, при этом зона стягивания уже отсутствует. В обоих случаях новые переводы под закачку «задним числом» запроектированы в «Проекте разработки», 2005 г.

Динамика технологических показателей (рисунок 4.32) указывает на их сопоставимость до усиления заводнением, отмечается рост дебита жидкости за счет проведения ГРП и смены насосов по обеим системам. После при одинаковой динамике обводненности незначительное преимущество в дебитах жидкости имеет 5-рядная система с очагами. Это получено ввиду того, что нагнетательные скважины расположены по стягивающему ряду – ближе к добывающим, а несколько большая обводненность по блочной системе объяснима более «зрелой» стадией выработки запасов по сравнению с рядной.

Анализируя эффективность выработки запасов (рисунок 4.33) системами разработки, в первую очередь можно отметить схожую динамику нефтеизвлечения до усиления дополнительной закачкой. После усиления, которое приходится на середину 2003 г. тенденции параллельны и имеют наклон в сторону оси обводненности, несмотря на разную степень выработки запасов. И если на момент усиления по блочно-замкнутой системе КИН составлял 0,153, то по 5-рядной – 0,71. Это говорит о том, что усиление системы ППД делает вид

характеристики одинаковой вне зависимости от стадии выработки, что может привести к проблемам достижения проектных КИН на поздней стадии, например, на участке 5-рядной системы с очагами, где выработка до усиления была меньше.

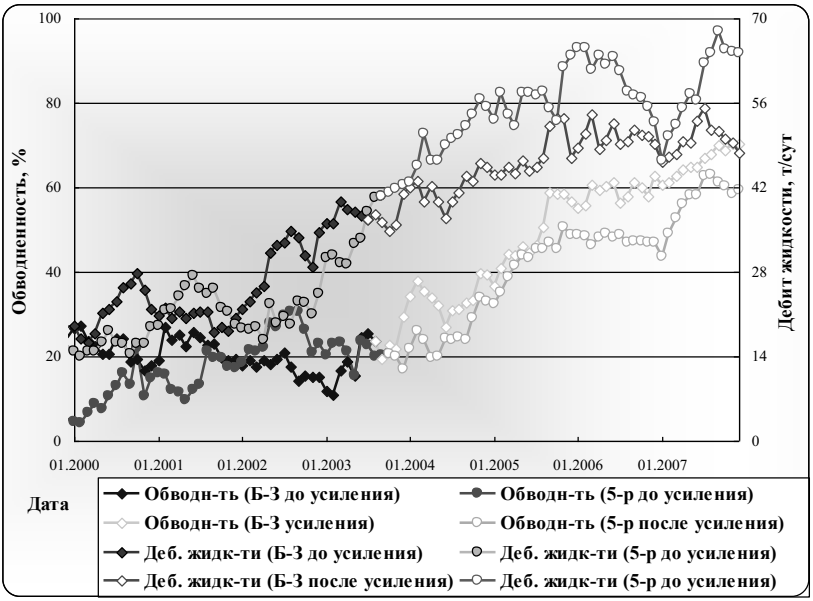


Рисунок 4.32 - Динамика дебита жидкости и обводненности систем разработки

Показатели выработки по состоянию на 01.01.2008 г. (таблица 4.5) показывают, что текущий КИН по блочно-замкнутой системе больше, чем по 5-рядной с очаговым заводнением в 1,6 раза. По обеим системам отмечается отставание выработки запасов от обводненности, и если по блокам оно составляет 7 % (отбор от НИЗ – 63 %, обводненность – 70 %), то по рядам – 20 % (отбор от НИЗ – 40 %, обводненность – 60 %). Удельная накопленная добыча нефти

по блочной системе больше на 8,7 тыс. т. (блоки – 54,1 тыс. т, ряды – 45,4 тыс. т).

Приведенный анализ показал худшие показатели выработки запасов при переносе закачки в зону высокой концентрацией остаточных запасов (потенциального стягивания), ранее максимально удаленной от закачки, по сравнению с поэтапным формированием поперечного ряда.

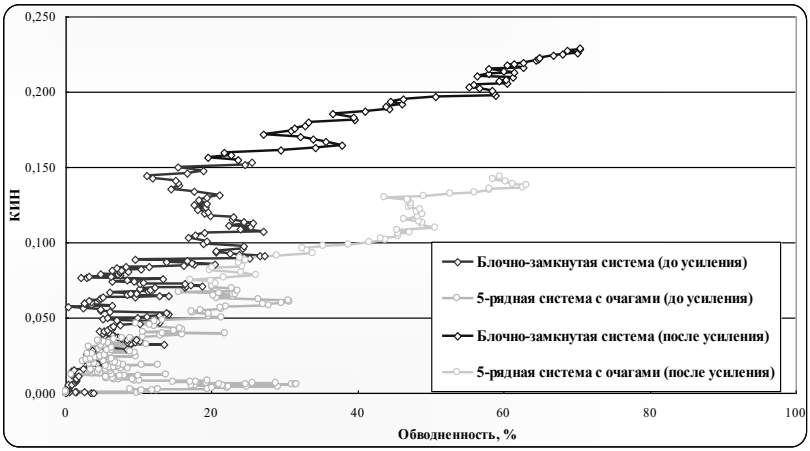


Рисунок 4.33 - Характеристика вытеснения систем разработки в координатах «КИН–Обводненность»

Таблица 4.5 - Характеристика систем разработки и показатели выработки запасов по состоянию на 01.01.2008 г.

Система разработки	Накопл. доб. нефти, тыс. т	Геологич. запасы нефти, тыс. т	Соотношение нагн/доб скв	Текущий КИН, д. ед	Отбор от НИЗ, %	Обводненность, %	ВНФ	Уделн. накопл. доб. нефти, тыс. т/1 скв	Удельн. остат. подв. запасы нефти, тыс.т/1 скв
Блочно-замкнутая	1786	7803	1:1,9	**0,229**	**63**	**70**	0,44	**54,1**	**55,6**
5-рядная с очаговым заводнением	1542	10738	1:2,4	**0,144**	**40**	**60**	0,48	**45,4**	**101,2**

Таким образом, при усилении системы заводнения в зону потенциального стягивания рекомендуется переносить закачку в последнюю очередь, позволяя дольше проработать скважинам в стягивающем ряду.

Следовательно, опыт по формированию поперечных нагнетательных рядов с расстоянием 2000 м можно применить и к 5-рядной системе Пермяковского месторождения для увеличения закачки и компенсации отборов в элементах.

Согласно проведенному анализу и приведенным выводам представляется возможным сопоставить два варианта разработки рассматриваемых блоков Пермяковского месторождения. По первому варианту участок разрабатывается по состоянию, как сложилось на последнюю дату, без изменений – 5-рядная система с очаговым заводнением (рисунок 4.30, слева). По второму варианту на участке с 2004 г. вместо очагового заводнения формируются поперечные нагнетательные ряды, приконтурное заводнение и уплотняются разрезающие ряды (рисунок 4.30, справа). При этом в поперечных рядах скважины работают в периодическом режиме с полупериодом три месяца и ограничением давления нагнетания ниже критического значения. Также соотношение добывающих и нагнетательных скважин доведено до оптимального значения 1:1,7.

Всего в варианте 2 предусмотрено следующее:

1 для организации поперечных рядов перевод под нагнетание 9 скважин с периодическим режимом работы с полупериодом три месяца и ограничением давления нагнетания ниже критического значения (14 МПа);

2 для доформирования приконтурного заводнения и разрезающих рядов перевод под нагнетание 8 скважин;

3 для уплотнения разрезающих рядов бурение 16 нагнетательных скважин (расстояние 250 м);

4 оптимальное соотношение добывающих нагнетательных скважин 1:1,7.

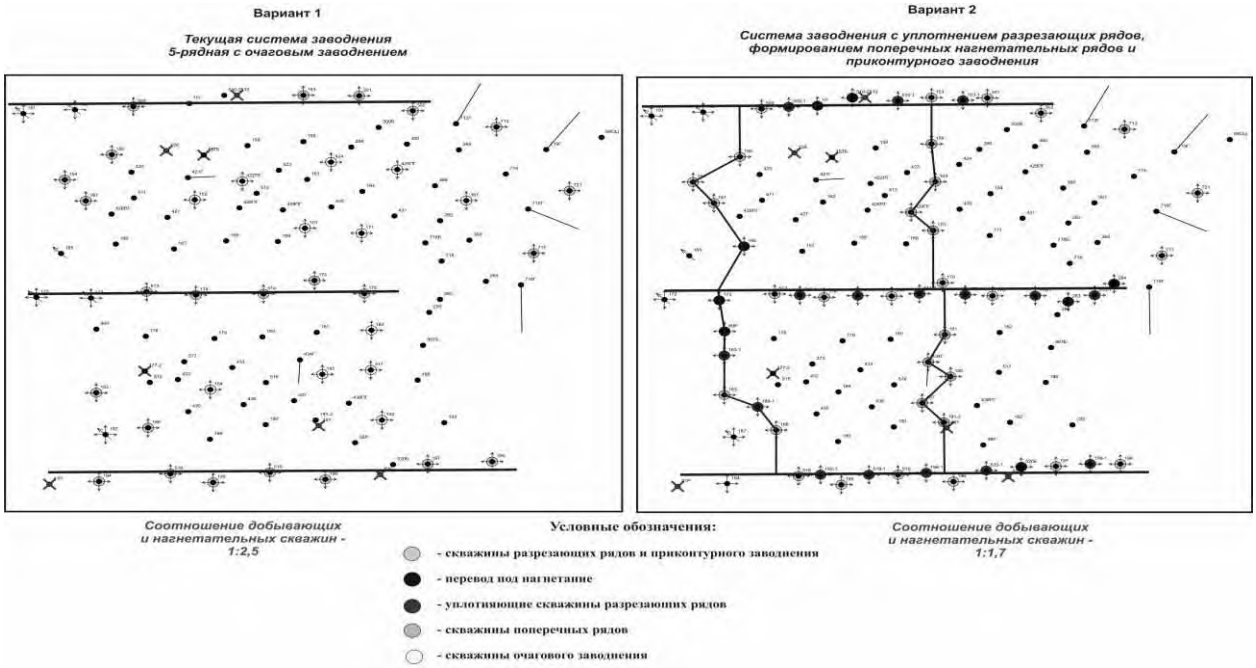


Рисунок 4.34 - Адаптация 5-рядной системы заводнения

По двум вариантам были проведены гидродинамические расчеты, карты остаточных подвижных запасов нефти на последнюю дату приведены на рисунке 4.35. Из карт видно, что по варианту с адаптацией 5-рядной системы достигается лучшая выработка запасов. На рисунке 4.36 приведена динамика добычи нефти по вариантам, откуда видно, что три года (2004 – 2007 гг.) вариант 2 уступает первому за счет меньшего пластового давления (вследствие удаления закачки), а после значительно опережает, поскольку сказывается эффект от сформированной зоны потенциального стягивания. На рисунке 4.37 приведено сопоставление характеристик вытеснения в координатах «КИН-обводненность» по вариантам, где есть возможность оценить эффект от замоделированных решений. Значение конечного КИН по варианту с текущей системой составляет 0,390, а по варианту с адаптацией – 0,420, что больше на 0,030.

Таким образом, предложенные решения по адаптации 5-рядной системы заводнения с уплотнением разрезающих рядов, формированием поперечных нагнетательных рядов с ограничением давления нагнетания и периодическим режимом работы и приконтурного заводнения при доведении до оптимального значения 1:1,7 соотношения добывающих и нагнетательных скважин, полученные на основе глубокого анализа эффективности ряда месторождений, являются эффективными при проведении ГРП на добывающих скважинах (прирост КИН 0,030), подтверждены прогнозными расчетами и рекомендуются к применению на участках «правильной» 5-рядной системы (без очагового заводнения) и других месторождениях.

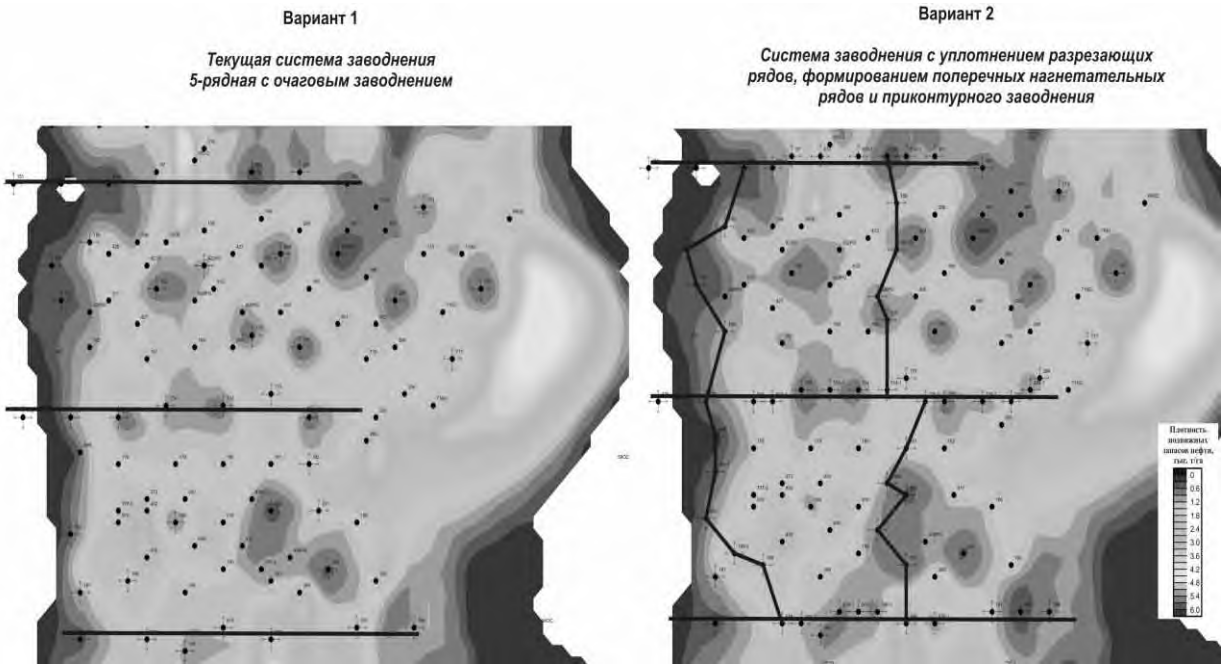


Рисунок 4.35 - Карты остаточных подвижных запасов нефти по вариантам

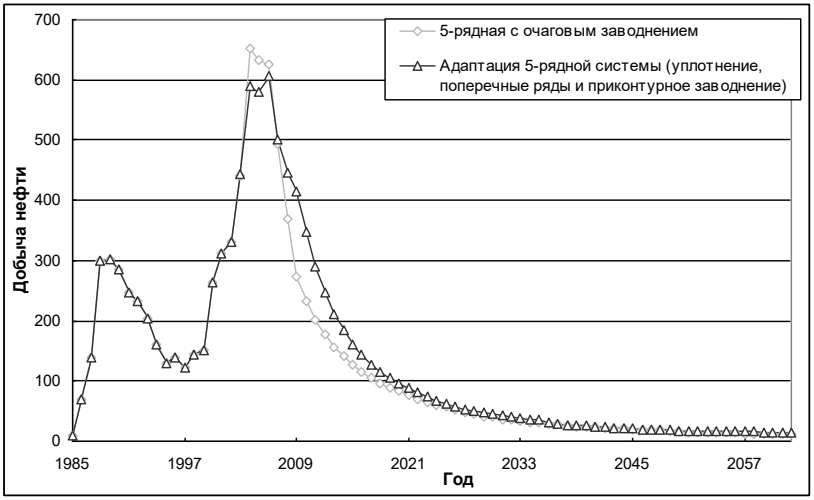


Рисунок 4.36 - Динамика прогнозной добычи нефти по вариантам

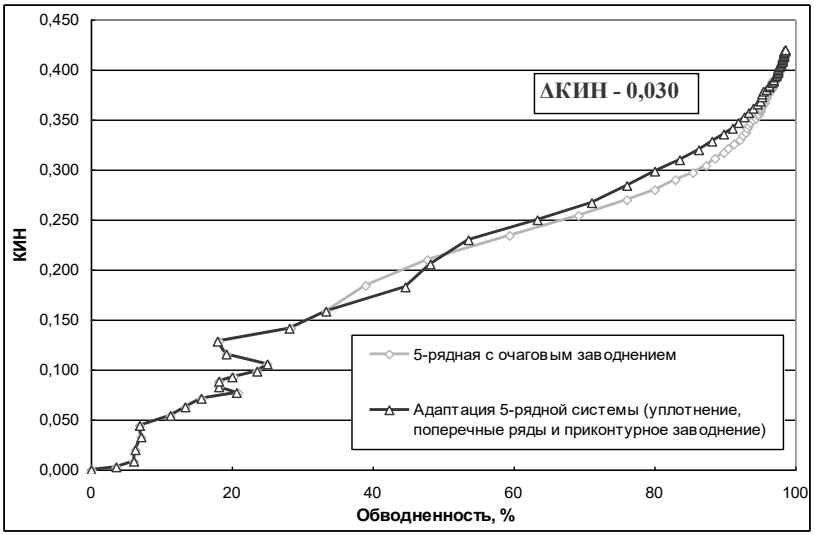


Рисунок 4.37 - Сопоставление характеристик вытеснения в координатах «КИН-обводненность» по вариантам

Рекомендации по оптимизации текущей системы заводнения

В основу рекомендации по оптимизации системы заводнения послужили материалы, использованные авторами при проектировании месторождений.

Поскольку в настоящее время система заводнения на анализируемых участках Пермяковского месторождения сформирована, и трансформировать систему, согласно рекомендованной адаптации 5-рядной системы с уплотнением разрезающих рядов и формированием поперечных рядов, не представляется возможным, то были предложены мероприятия по совершенствованию текущей системы заводнения. Их суть заключается в снижении закачки воды (компенсации отборов) в очаговые скважины и увеличении закачки воды в разрезающие нагнетательные скважины и приконтурные скважины при ограничении давления нагнетания и увеличения приемистости за счет ГТМ (рисунок 4.38). Основные положения заключаются в следующем:

1 Перевод очаговых скважин на периодический режим работы с интервалом три месяца (12 скважин) и ограничение приемистости (текущая – 262,8 м3/сут) до проектного значения 160 м3/сут (7 скважин);

2 Перевод добывающих скважин в разрезающих рядах и приконтурных под нагнетание (7 скважин);

3 Запуск, вывод из бездействия нагнетательных скважин разрезающих рядов и приконтурных (4 скважины);

4 Ограничение устьевого давления нагнетания (проектное значение – 14 МПа), ниже критического значения (24 скважины);

5 Проведение мероприятий (ГТМ) по увеличению приемистости нагнетательных скважин до проектного значения – 160 м3/сут (8 скважин);

6 Проведение на всех нагнетательных скважинах мероприятий по выравниванию профиля приемистости;

7 Проведение трассерных исследований, в том числе повторных для контроля фильтрационных потоков, выявления направлений прорыва воды, образования трещин для коррекции режимов работы нагнетательных скважин.

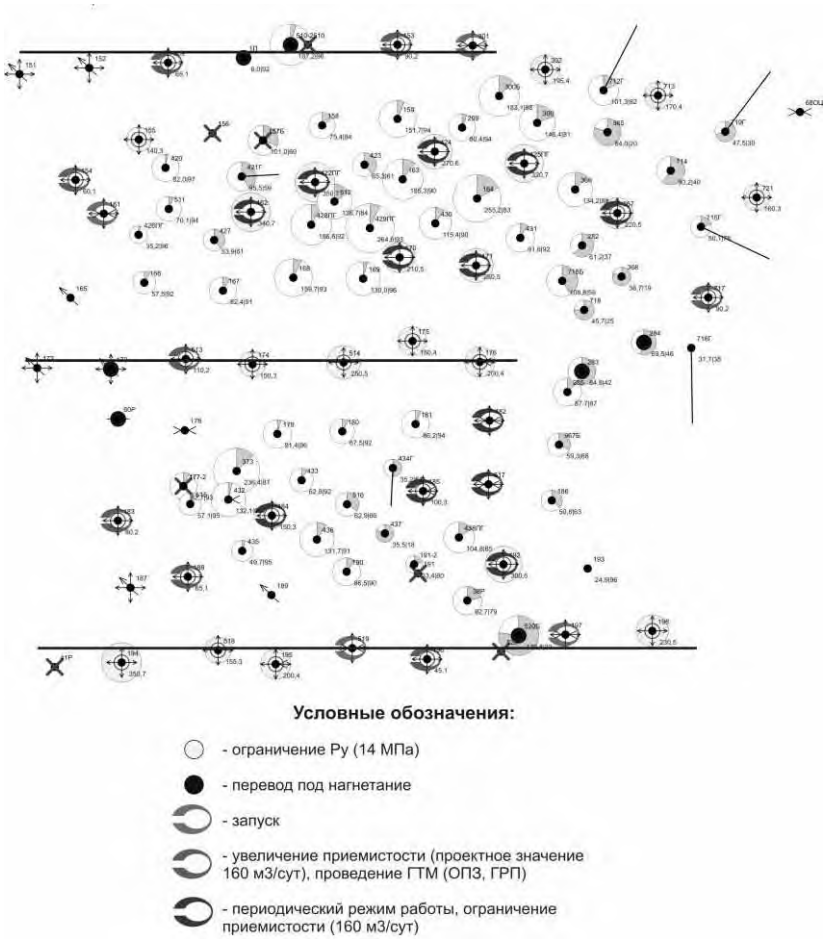


Рисунок 4.38 - Оптимизация текущей системы заводнения

Предложенные решения по оптимизации текущей 5-рядной системы заводнения усиленной очаговыми скважинами были заложены в отдельный вариант разработки рассматриваемого участка разработки с целью выявления

эффективности предложенных решений, а затем были сравнены с развитием разработки по текущему сценарию.

Сравнение карт остаточных подвижных запасов нефти по вариантам на последнюю дату разработки приведены на рисунке 4.39. Из карт видно, что по варианту с оптимизацией текущей системы заводнения достигается лучшая выработка запасов.

Также стоит отметить, что благодаря заложенным решениям удалось приблизить значение соотношения добывающих и нагнетательных скважин 1:1,8 к оптимальному значению 1:1,7.

На рисунке 4.40 приведена динамика добычи нефти по вариантам, откуда видно, что вариант с оптимизацией имеет несколько лучшую динамику добычи нефти.

На рисунке 4.41 приведено сопоставление характеристик вытеснения в координатах «КИН-обводненность» по вариантам, где есть возможность оценить эффект от замоделированных решений. Значение конечного КИН по варианту с текущей системой составляет 0,390, а по варианту с оптимизацией текущей системы – 0,404, что больше на 0,014.

Таким образом, предложенные решения по оптимизации текущей 5-рядной системы с очаговым заводнением с целью увеличения компенсации отборов за счет разрезающих рядов и приконтурного заводнения и снижения объемов закачки воды за счет очаговых скважин, а также доведению соотношения добывающих и нагнетательных скважин до значения близкого к оптимальному 1:1,8, являются эффективными при проведении ГРП на добывающих скважинах (прирост КИН 0,014), подтверждены прогнозными расчетами и рекомендуются к применению на участках 5-рядной системы с очаговым заводнением как на участках Пермяковского месторождения, так и на других месторождениях.

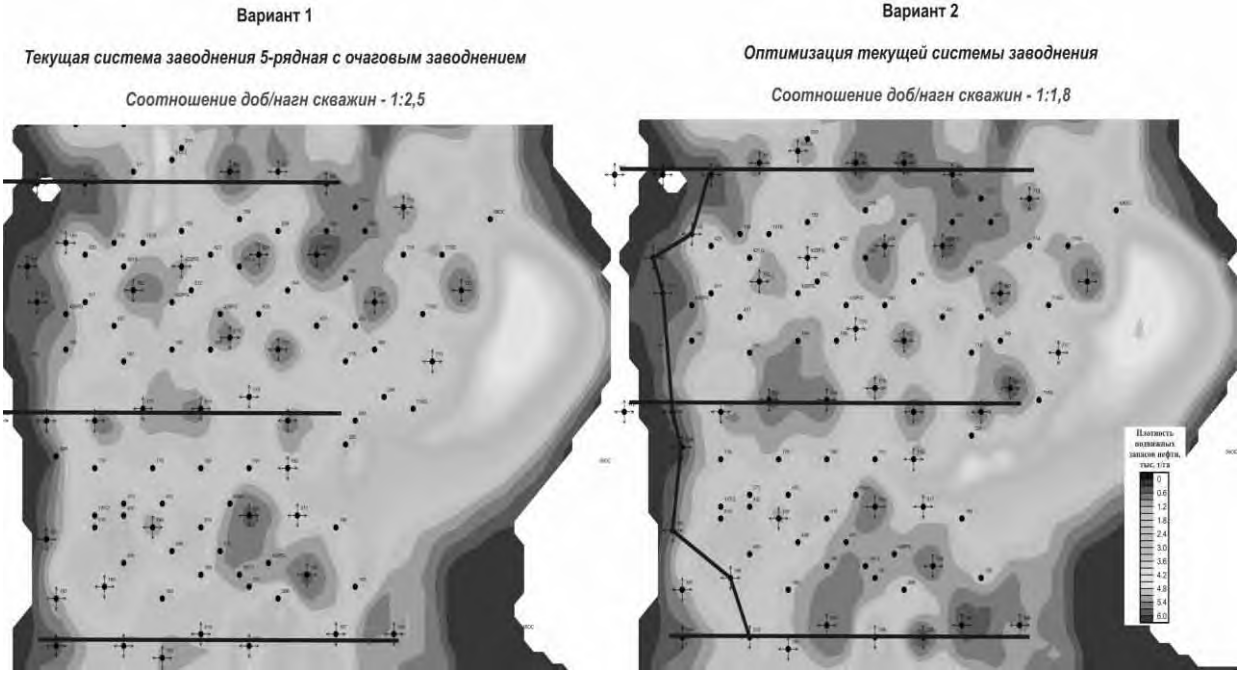


Рисунок 4.39 - Карты остаточных подвижных запасов нефти по вариантам

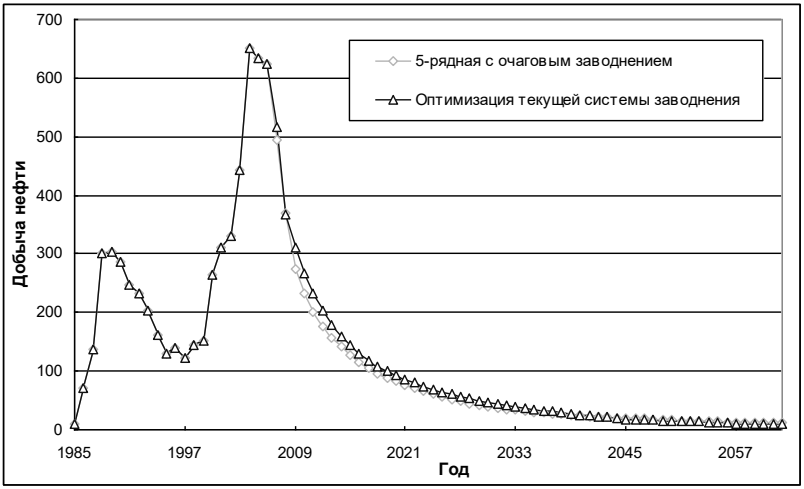


Рисунок 4.40 - Динамика прогнозной добычи нефти по вариантам

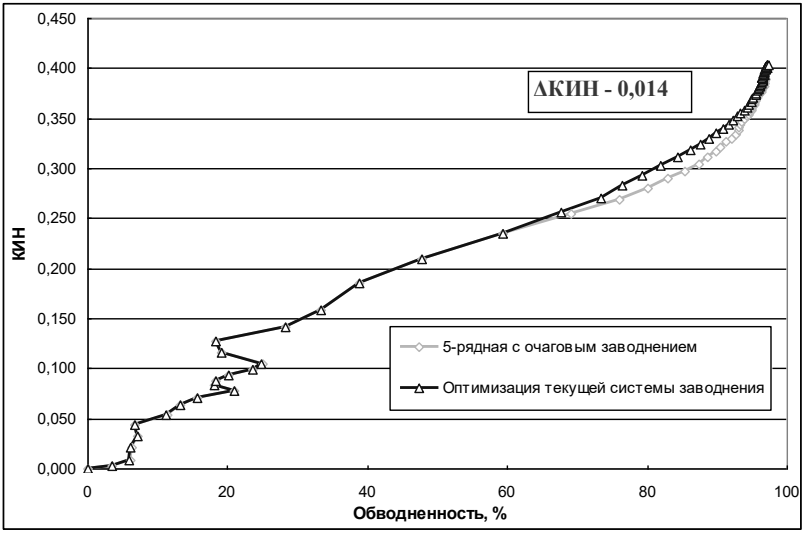


Рисунок 4.41 - Сопоставление характеристик вытеснения в координатах «КИН-обводненность» по вариантам

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Авторский надзор за реализацией проекта разработки Пермяковского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2008 г.

2. Бодрягин А.В. Регулирование процессов трещинообразования при закачке воды в пласт (на примере пласта $АВ_{1-3}$+$АВ_{2-3}$ Самотлорского месторождения): Дис. … канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2001 - 156с.

3. Газизов А.Ш. Повышение эффективности нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.

4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра», 1986. - 332 с.

5. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин - нефтеотдача». - М.: «Грааль», 2002. - 314с.

6. Зейгман Ю.В. Динамика перераспределения нефти и воды в призабойной зоне пласта / Ю.В. Зейгман, В.И. Васильев, Г.И. Облеков, В.М. Демин. – Уфа: Фонд содействия развитию научн. иссл., 1998. - 96 с.

7. Крылов А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк, Н.М. Николаевский, И.А. Чарный. - М.: ИКИ, 2004. - 416 с.

8. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений. - М.: ИКИ, 2002. - 296 с.

9. Леванов А.Н. Результаты применения очагового заводнения после проведения ГРП в добывающих скважинах / А.Н. Леванов, Р.И. Медведский, И.П. Пуртова, А.А. Ручкин //

Интервал. – 2006. - № 90. – С. 20-26.

10. Лозин Е.В. Экспериментальная оценка полноты извлечения нефти, донасытившей обводненный нефтяной пласт / Е.В. Лозин, В.Г. Пантелеев // Нефтепромысловое дело. – 1995. - №6. – С. 36-38.

11. Лысенко В.Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.

12. Медведский Р.И. Сравнительный анализ эффективности систем разработки на Пермяковском месторождении / Р.И. Медведский, А.Н. Леванов // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа: Материалы XI науч. практич. конф. г. Ханты-Мансийск 12.11.2007. – Ханты-Мансийск, изд-во «ИздатНаукаСервис», 2008.- Т.2.- С. 128-133.

13. Проект разработки Пермяковского месторождения. ЗАО «ТННЦ». - Тюмень, 2005 г.

14. Ручкин А.А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А.А. Ручкин, А.К. Ягафаров. – Тюмень: «Вектор Бук», 2005. – 166 с.

15. Ручкин А.А. Повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий (на примере гидродинамически связанных коллекторов Самотлорского месторождения): Дис. … канд. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2003. – 148 с.

16. Тимчук А.С. Определение эффективных систем и технологий разработки крупных залежей в юрских отложениях (на примере Хохряковского и Ершового месторождений): Дис.

... канд. техн. наук: 25.00.17. - Тюмень, 2007. - 124 с.

17. Федоров К.М. Анализ эффективности систем разработки нефтяных залежей в юрских отложениях на примере Ершового и Хохряковского месторождений / К.М. Федоров, А.С. Тимчук // - изв. Вузов, сер. Нефть и газ. – 2006. - № 3. – С. 11-17.

18. Федоров К.М. Промысловый опыт применения гидроразрыва пластов на Хохряковском месторождении / К.М. Федоров, А.С. Тимчук, А.П. Шевелев // В сб. Теплофизика, гидродинамика, теплотехника. Вып. 3 ТМНМС. - Тюмень: изд-во ТюмГУ, 2006. - С. 103-110.

19. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов. – М., 2001. – 143 с.

20. Arnold R. Managing Water – From waste to Resource/ R. Arnold, D. Burnett, J. Elpihic, T. Feeley, M. Galbrun, M. Hightower, Z. Jiang, M. Khan, M. Lavery, F. Luuey, P. Verbeek // Oilfield review. – 2004. - summer. - P. 26 – 41

21. Holland S. Oilfield water: a vital resource / Middle East well evaluation review. – 1999. -№ 22. – P. 5–13.

22. Дополнение к Проекту разработки Ершового месторождения. ООО «ТННЦ». - Тюмень, 2009 г.

23. Авторский надзор за реализацией проекта разработки Хохряковского месторождения. ООО «ТННЦ». – Тюмень 2007 г.

5 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ЗЕВРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

5.1. Разработка высокоэффективной потокоотклоняющей технологии на основе генерируемых пенных систем

Установлено, что большинство применяемых на месторождениях методов выравнивания профиля приемистости воздействуют на ближнюю зону скважин, в то время как не менее важно, чтобы перераспределение потоков нагнетаемой воды происходило в межскважинном пространстве там, где сосредоточены основные остаточные запасы нефти. Например, особую опасность представляют собой наиболее протяженные трещины или промытые каналы, служащие байпасом для проникновения воды в добывающие скважины, в это же время если «кончики» этих каналов на удалении от нагнетательных скважин закупорить каким-либо составом, то стенки высокопроницаемых каналов наоборот становится источником расширения площади фильтрации. Задача состоит в том, чтобы доставить состав на как можно большее расстояние, не кольматируя при этом прискважинную зону. Вместе с тем степень воздействия на удаленные зоны зависит от объема применяемой композиции. Использование дорогостоящих композиций на основе полиакриламидов, жидкого стекла, древесной муки и т.п. не позволяет закачивать их в объеме, сравнимом с объемом пор участка.

Поэтому, первоочередной является задача по созданию малозатратных технологий и реагентов для массированного воздействия на пласт в целом.

Кроме того, как было отмечено, традиционные композиции по ВПП в различной степени кольматруют и низко- и высоко проницаемые пропластки в прискважинной зоне, хотя целесообразнее было воздействовать на высокопроницаемые интервалы.

Основная задача применять технологии на основе новых

композиций, которые позволяли бы комплексно воздействовать как на прискважинную зону (выравнивание профиля приемистости), так и на удаленную зону пласта. Кроме того, система должна обладать адресными селективными свойствами по отношению к разнопроницаемым интервалам, была дешева, и которую возможно закачивать в больших объемах, независимо от приемистости скважин.

Таким требованиям отвечают пенные системы, обладающие регулируемыми в широких пределах параметрами. Разработанная технология циклической обработки пенами позволяет доставлять ее на любые расстояния от скважины. Кроме того, поскольку пена в данной технологии образуется из природного газа, источником которого является газлифтный комплекс месторождения, то это способствует уменьшению остаточной нефтенасыщенности в удаленных зонах за счет снижения вязкости нефти содержащимся в пене газом.

Исследования, приведенные в разделе, направлены на создание составов, с заведомо заданными характеристиками, способными воздействовать на удаленные зоны скважин.

Согласно разработанной технологии, образование пены происходит не на поверхности, а в пласте, поэтому можно говорить от том, что, обладая низкой вязкостью, исходные компоненты пены (водный раствор ПАВ и газ) не засоряют малопроницаемые пропластки, а, проникая в высокопроницаемые, образуют в них пенный барьер.

Механизм пенообразования и их применение в нефтедобыче детально исследовали такие отечественные ученые как Амиян В.А. [1], Швецов И.А. [2-8], Арзуманов Г.В. [9], Горбатова А.Н. [2], Максимович Г.К. [10], Васильев В.К. [11], Лютина Л.В. [12, 13]. Из зарубежных работ известны труды: Д. Бонда, О Холбрука и С. Лейка, А. Фрида, Дж. Бернарда, С. Разы, С. Мадсена и др.

Впервые пенообразующие вещества в нефтяной и газовой промышленности в СССР применялись для удаления скопившихся на забое в процессе эксплуатации жидкости и

твердых частиц.

Как отмечают многие ученые [7 - 11], одной из причин недостаточного применения пен, является слабая изученность процессов, происходящих в пласте, отсутствие контроля над параметрами пены в пористой среде. В связи с этим исследование и определение кинетических характеристик пен в пористых средах с целью управления свойствами пены – одна из важных предпосылок совершенствования технологии применения пенных систем.

Пены находят все большее применение для совершенствования технологических процессов нефтегазодобычи. В мировой практике пенные системы для увеличения нефтеотдачи пластов применяются сравнительно недавно. Основное направление при этом – это снижение подвижности закачиваемого газа (CO_2, N_2) и пара для предотвращения языкового прорыва. На месторождениях с поддержанием пластового давления водой, наиболее масштабный эксперимент по закачке пен для повышения коэффициента охваты проводится в Китае (на месторождениях Кламайи, Ляоджунмиа, Даджинг). Некоторый опыт применения пенных систем отмечен на месторождениях Венесуэлы, при формировании водо и газовых барьеров.

В связи с вышесказанным и появилась задача - разработка технологии воздействия на пласты с применением пенных систем, которая позволяла воздействовать как на прискважинную зону (выравнивание профиля приемистости), так и обладала потокоотклоняющими свойствами в удаленной зоне пласта, что имеет существенное значение для повышения эффективности выработки запасов в межскважинных зонах.

Приведем основные свойства двухфазных пен для понимания терминологии, принятой в настоящей работе.

Пена – это дисперсная система, состоящая из пузырьков газа, разделенных прослойками жидкости (концентрация газа в объеме, занимаемом пеной, должна превышать 75%);

Применяемые пены в зависимости от состава

пенообразующего раствора (ПР) могут быть бывают двухфазные и трехфазные. В первом случае пенообразующий раствор содержит ПАВ (пенообразователь) и какие-либо стабилизирующие добавки, образующие истинный раствор в воде; во втором — дополнительно твердую фазу, например глину, мел и т. п.

Параметры пенных систем:

Кратность пены – отношение объема занимаемого пеной, к объему который занимает жидкость. Дисперсность пены – средний размер пузырьков газа или распределение пузырьков по размерам. Устойчивость пены – период времени с момента образования пены до перехода ее в газо-жидкостную эмульсию. Критический перепад давления – перепад давления, при котором начинается развитие вязкостной неустойчивости.

Экспериментальные исследования эволюции пенных систем

Для создания гибкой, легко адаптируемой к конкретным геолого-промысловым условиям технологии одним из авторов книги совместно с ОАО «СибИНКор» и Тюменским филиалом Института прикладной и теоретической механики СО РАН была разработана программа и проведены исследования процессов образования и эволюции пенных систем в пористых средах [14, 15]. Основное направление исследований – возможность выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, создание потокоотклоняющих барьеров и ограничение водопритока в добывающие скважины (ОВП) пенными системами. Технология воздействия пенными системами на пласт основана на закупоривающих свойствах пен (эффект Жамена), способности регенерироваться, регулируемой их вязкости, возможности оперативного изменения удельного веса и селективности свойств.

Воздействие пенными системами на пласт позволяет уменьшить эффективную подвижность вытесняющего агента и избирательно блокировать высокопроницаемые пропластки, что

приводит к увеличению коэффициента охвата пласта воздействием и изменению линий тока закачиваемой воды.

Кроме того, если в качестве газовой фазы используется углеводородный газ, то он разжижает нефть, снижая ее вязкость, тем самым, стимулируя вытеснение нефти. Свойства пены можно регулировать в широких пределах, что делает возможным создание технологии, которая может быть легко адаптируема к конкретным горно–геологическим условиям.

При изучении механизма образования и эволюции пен в пористых средах наиболее информативны в настоящее время методы, связанные с визуализацией мультифазных фильтрационных потоков.

Изучение образования пены и ее параметров при закачке флюидов и газа проведено в несколько этапов.

Вначале производился подбор оптимальных ПАВ. Затем проводились исследования на прозрачных моделях пористой среды с использованием цифровой видеосъемки и приборных наблюдений в следующей последовательности:

– создание прозрачной микромодели пористой среды;
– исследование образования пены и ее параметров при закачке фаз в различной последовательности;
– исследование образования пены и ее параметров при различных скоростных режимах закачки фаз;
– исследование образования и параметров пены при закачке в микромодель с остаточной нефтенасыщенностью.

Затем на специально собранной установке с окнами визуальных наблюдений, проводились исследования образования пены и ее параметров при пластовых условиях, при этом происходящие процессы также были сняты на видеокамеру.

На конечном этапе проведены исследования параметров и устойчивости пены при прокачке ее через керн Самотлорского месторождения.

На предварительном этапе исследовались ПАВ с целью подбора наиболее оптимального реагента и стабилизирующих

добавок. Проведение данного этапа работ было необходимо для изучения таких свойств растворов ПАВ, как устойчивость в минерализованной воде, адсорбция на породе, устойчивость при взаимодействии с нефтью и способность пенообразования.

На следующем этапе работ была использована прозрачная микромодель пористой структуры, приведенная на рисунке 5.1. На пластине в верхнем слое вытравлена структура поровых каналов, отображающих картину пор аншлифа терригенного керна. Вторая пластина с отверстиями для подвода и отвода реагентов крепилась сверху.

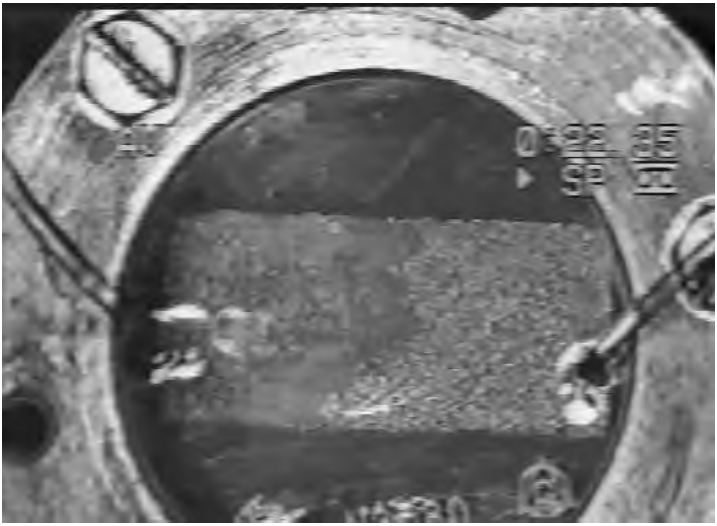


Рисунок 5.1 - Лабораторная модель прозрачной пористой структуры (вид сверху)

Далее на микромодели проведены исследования, которые позволили выявить различные режимы создания, движения и разрушения пены, ее структурные особенности. Также проведены исследования по изучению свойств пены при закачке агентов в различной последовательности, а затем и в присутствии остаточной нефти.

Исследование образования и параметров пены при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор-газ

На первом этапе через модель прокачивался 0,5% ПАВ - пенообразователя. На втором этапе на вход модели из ресивера подавался газ так, что создавался постоянный перепад давления между входом и выходом модели. Визуально исследовался процесс образования пены: скорость и вид фронта вытеснения раствора газом, кратность полученной пены, её текстура и поведение в процессе генерации. На третьем этапе после заполнения модели пеной изучалась устойчивость пенной оторочки по отношению к заданному перепаду давления газа, скорость фильтрации (зависимость расхода пены от времени при заданном перепаде давления) и гидродинамическое сопротивление пены.

Выборочно структуры образованных пен и динамика исследуемых параметров при различных скоростных режимах приведены на рисунках 5.2 - 5.6.

Поскольку в поровой модели определить кратность как соотношение объема пенообразующего раствора и газа весьма сложно, то кратность определялась через число пленок ПР на один квадратный миллиметр.

В результате проведенных исследований впервые установлены следующие факты:

Первый факт. Образование пены начинается при развитии «языковой» вязкостной неустойчивости фронта вытеснения пенообразующего раствора газом. Критическое значение перепада давления ($\Delta P_{кр}$) для 0,5% раствора ПАВ в подтоварной воде составляет 0,01 МПа (для воды $\Delta P_{кр}$ =0,02 МПа).

Второй факт. Условно можно выделить три режима образования пены: низко-, средне- и высоконапорный.

При низконапорном режиме дренирования ($\Delta P=1\sim2\,\Delta P_{кр}$) фронт продвижения газа в ПР является неустойчивым с повышенной остаточной насыщенностью модели ПР. Средняя установленная скорость продвижения фронта вытеснения ~ 1мм/с. Получаемая пена является **высокократной** с малым числом плёнок. Образующиеся пленки пены неподвижны (Рисунок 5.2).

Гидродинамическое сопротивление движущейся пены при перепаде давления, соответствующем условиям образования пены, в 500 - 1000 раз превышает гидродинамическое сопротивление модели по газу без пены. Это приводит к наблюдаемой остановке фронта вытеснения при заданном перепаде давления. Для дальнейшего продвижения фронта вытеснения в низконапорном режиме необходимо медленно повышать перепад давления.

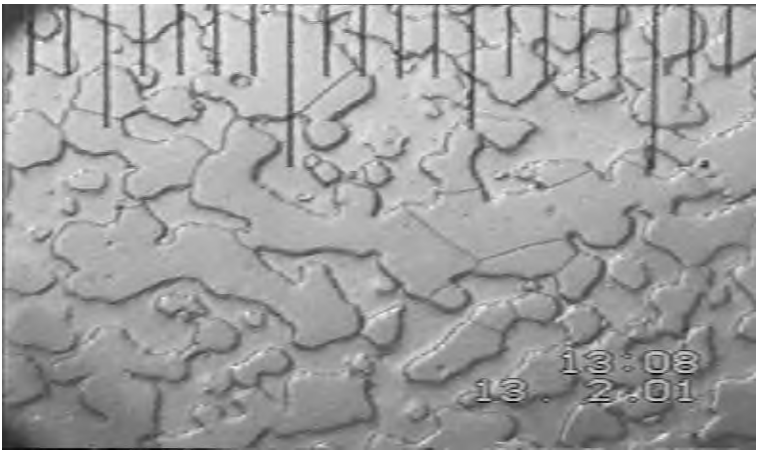


Рисунок 5.2 - Образование пены высокой кратности при низконапорном режиме дренирования газа. Скорость движения фронта вытеснения U~1 мм/с; число пленок n ~ 1-2 на 1 мм^2; гидродинамическое сопротивление - 1000 ед.

Полученная пена обладает свойством реопексии. Реопексия - ускорение нарастания прочности и структурирования дисперсных систем при наложении небольших напряжений и деформирования с небольшой скоростью. При увеличении перепада давления (ΔP) пена приходит в движение, происходит ее вторичное образование за счёт остаточной насыщенности ПР и регенерации пены. Гидродинамическое сопротивление пены возрастает, и она

стабилизируется при некотором новом более высоком значении гидродинамического сопротивления, отвечающем начальному давлению сдвига пены ($\Delta P_{сд}$) (Рисунок 5.3, кривая А). При перепаде давления $\Delta P > \Delta P^*$, (где ΔP^* - это первое давление прорыва пены и просачивание газа и ПР), этот процесс становится неустойчивым и происходит периодический прорыв газа к выходу модели (Рисунок 5.3, кривая В). Для пены, полученной при низконапорном режиме дренирования ($\Delta P = 1 \sim 3\Delta P_{кр}$), получено значение $\Delta P^* \sim 4\Delta P_{кр}$. При увеличении перепада давления $\Delta P > \Delta P^{**}$, (где ΔP^{**} - это второе давление прорыва пены) происходит прорыв газа через пену (Рисунок 5.3 кривая С). Для пены, полученной при указанных условиях, $\Delta P^{**} \sim 6\Delta P_{кр}$.

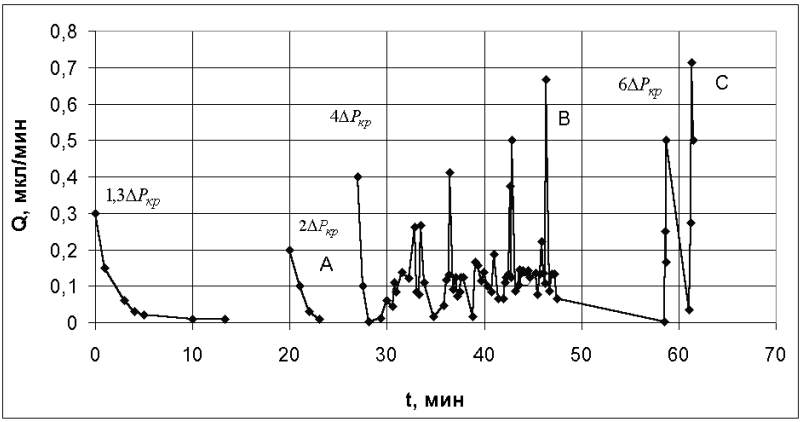


Рисунок 5.3 - Зависимость расхода пены, полученной при перепаде давления 1,35 $\Delta P_{кр}$ (низконапорная) от времени при различных значениях действующего перепада давления

При средненапорном режиме дренирования ($\Delta P \sim 3\text{-}5\Delta P_{кр}$) фронт продвижения газа в ПР проявляет тенденцию к выравниванию и значительному уменьшению остаточной насыщенности модели пенообразующим раствором. Средняя скорость фронта вытеснения ПР газом ~ 3 - 5 мм/с. Получаемая

пена имеет **среднюю** кратность с числом пленок 1-2 на мм^2 (Рисунок 5.4). На отдельных участках пленки пены подвижны. Гидродинамическое сопротивление пены при условиях образования пены в 2000 - 3000 раз превышает гидродинамическое сопротивление модели по газу без пены. Это приводит к остановке фронта вытеснения газом ПР. С увеличением перепада давления пена приходит в движение и начинается её регенерация. При этом поведение пены (Рисунок 5.5) аналогично описанному режиму низконапорного дренирования. Для пены, полученной при средненапорном режиме дренирования ($\Delta P \sim 3\text{-}5\Delta P_{кр}$), получены значения $\Delta P^* \sim 5\Delta P_{кр}$.и $\Delta P^{**} \sim 8\Delta P_{кр}$.

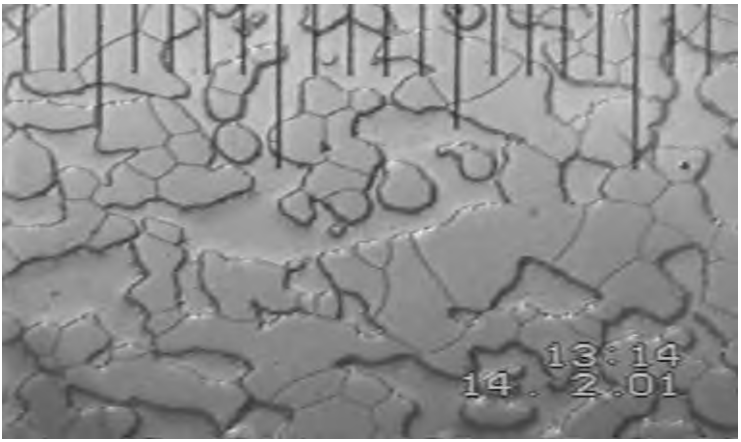


Рисунок 5.4 - Образование пены средней кратности при средненапорном режиме дренирования газа; Скорость движения фронта вытеснения U~4 мм/с; число пленок n~5-10 на 1 мм^2; гидродинамическое сопротивление 3000 ед.

При высоконапорном режиме дренирования ($\Delta P > 6\Delta P_{кр}$) резко возрастает скорость продвижения газа в ПР до >1 0 мм/с. Фронт вытеснения практически устойчив и охватывает всю модель. За фронтом вытеснения образуется пена низкой кратности с большим числом пленок, образующих в отдельных каналах

полиэдрические структуры (Рисунок 5.6). Практически весь ПР за фронтом вытеснения переходит в пену. Пена подвижна и регенерируется в процессе движения.

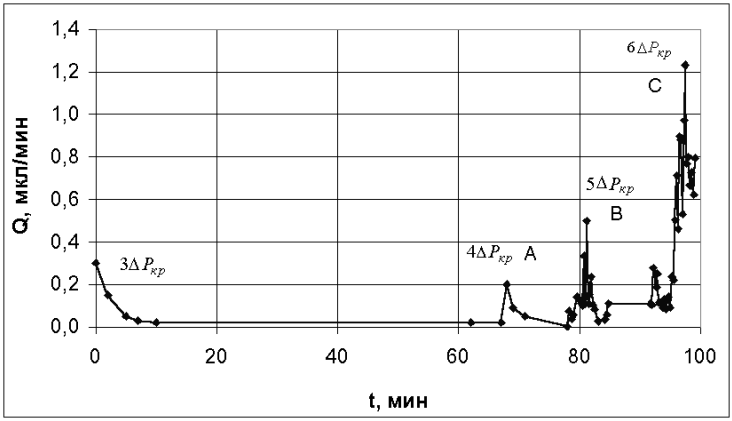


Рисунок 5.5 - Зависимость расхода пены, полученной при перепаде давления $3\Delta P_{кр}$ (средненапорная) от времени при различных значениях действующего перепада давления

Третий факт. Гидродинамическое сопротивление пены уже при перепаде давления, соответствующем условиям образования пены, является неустойчивым (Рисунок 5.7). Происходит периодический прорыв газа через пенную оторочку, который может служить механизмом формирования пенного вала, распространяющего на большие расстояния в пластовых условиях. Из этого следует очень важный вывод: на практике образовывать пену необходимо при перепадах давлениях выше, чем будут последующие рабочие давления.

Четвертый факт. Установлено, что существует зависимость градиента давления разрушения пены от кратности. На рисунке 5.8 приведен обобщенный график, из которого видно, что при высоких кратностях достаточно меньшего перепада давления для разрушения пены, нежели

при низкой кратности.

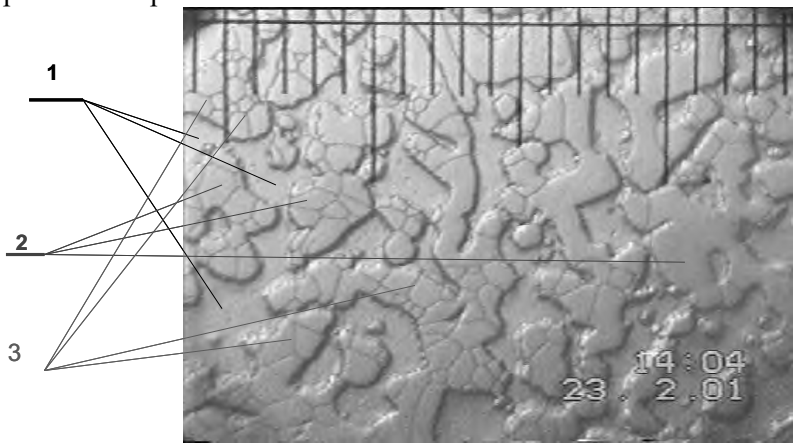


Рисунок 5.6 - Образование пены низкой кратности при высоконапорном режиме дренирования газа. Скорость движения фронта вытеснения U>10 мм/с; число пленок n~20-30 на 1 мм^2; гидродинамическое сопротивление 5000 ед.: 1 -сплошная среда; 2 - поровое пространство, заполненное пенной системой; 3 - перегородки из пенообразующего раствора, окружающие пространство, заполненное газом, что образует пенную структуру в поровом пространстве пласта

Таким образом, выявлены весьма важные ранее не встречавшиеся в литературе свойства пены: высоконапорная низкократная пена, образованная при скоростях и давлениях выше, чем низконапорная высокократная, обладает большим гидродинамическим сопротивлением к разрушению. Из этого следует, что при одинаковом перепаде давления в высокопроницаемой поровой среде при больших скоростях будет образовываться более устойчивая к перепаду давления пена, нежели в низкопроницаемой среде - при меньших скоростях. И чем больше разница в проницаемости, тем устойчивее будет пена в высокопроницаемом пропластке и тем легче будет разрушаемой в низкопроницаемом. При этом в разнопроницаемых интервалах образуются барьеры различной

прочности. Последнее говорит о том, что пена – это саморегулируемая система и с практической точки зрения идеальна для выравнивания профиля приемистости.

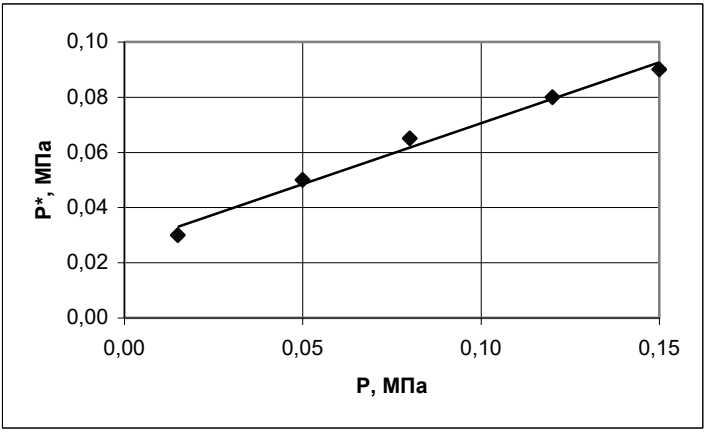


Рисунок 5.7 - Зависимость перепада давления прорыва воды (P*) от перепада давления, при котором получена пена (P)

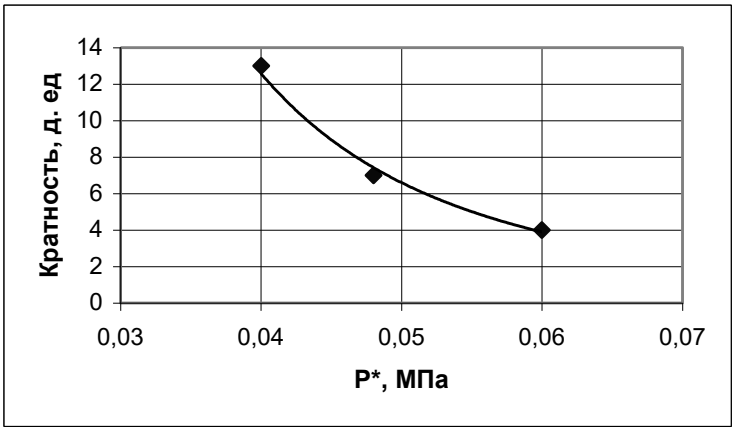


Рисунок 5.8 - Зависимость градиента давления разрушения пены от кратности

Исследование устойчивости пенной оторочки и фильтрация при закачке флюидов в последовательности пенообразующий раствор – газ – вода

Целью исследований было смоделировать поведение пенной оторочки в скважине после создания пены и запуска нагнетательной скважины под закачку.

Исследования проводили в два этапа. На первом этапе в том или ином режиме дренирования создавалась пенная оторочка в модели. На втором этапе на вход модели подавалась вода при постоянном перепаде давления (ΔP). Визуально наблюдалось состояние пенной оторочки и фильтрация при прорыве воды. В случае неустойчивости пенной оторочки измеряли зависимость расхода флюидов от времени (гидравлическое сопротивление для газожидкостной смеси).

В процессе проведенных исследований получены следующие результаты:

1 Установлен критический перепад давления воды ($\Delta P^{w}_{кр}$), ниже которого пенная оторочка устойчива в течение использованного времени наблюдения (1-2 суток). Критическое давление $\Delta P^{w}_{кр}$ зависит от кратности пены (режима дренирования) и для используемого ПР составляет от $\Delta P^{w}_{кр}$ = 0,03~0,04 МПа для высокократной пены до $\Delta P^{w}_{кр}$ ~ 0,1 МПа для пены низкой кратности.

2 Установлено, что при перепаде давления выше критического $\Delta P > \Delta P^{w}_{кр}$ происходит просачивание воды по пленкам пены, разрушение пены и образование газожидкостной смеси (пузырьковой жидкости). При этом вода фильтруется в поровом пространстве между пузырьками, продвигая фронт разрушения пены. После достижения водой торца модели и значительного снижения гидравлического сопротивления начинается фильтрация газожидкостной смеси по наиболее проницаемым участкам модели («пальцевая» неустойчивость).

3 Установлено, что скорость продвижения фронта разрушения пены сильно зависит от кратности пены (режима дренирования) и перепада давления. Для пены низкой кратности (полученной в высоконапорном режиме) скорость меняется от $4 \cdot 10^{-2}$ мм/сек при $\Delta P = 4 \sim 5\Delta P^{w}_{кр}$ до 5 мм/с при $\Delta P > 4 \sim 5\Delta P^{w}_{кр}$.

Для пены высокой кратности (полученной в низконапорном режиме) скорость продвижения фронта разрушения пены в 5 - 10 раз больше.

4 Установлено, что скорость продвижения «пальцев» при фильтрации газожидкостной смеси возрастает с ростом кратности пены и составляет 0,1 мм/с для пены, полученной при низконапорном режиме дренирования, и ~ 0,01 мм/с для пены, полученной при высоконапорном режиме дренирования, при условии $\Delta P \sim \Delta P^{w}_{кр}$.

5 Установлено, что после прорыва газожидкостной смеси к выходу модели начинается процесс вымывания газовой фазы (пузырьков), и скорость фильтрации постепенно возрастает до значений, соответствующих фильтрации жидкости через модель.

Таким образом, определено, что поведение пены при закачке последовательно ПР – газ – вода схожи с поведением при последовательности закачки фаз ПР - газ.

Изучение особенностей пенообразования при пластовых давлениях и температурах

В процессе работы впервые исследовано поведение и реология пен при давлениях до 15 МПа. Заданный уровень значений давлений и температур был выбран, исходя из реальных условий действующих скважин, на которых предполагается практическое опробование пенной обработки. До настоящего времени в отечественной и зарубежной литературе достоверных данных по поведению в этих условиях даже водо-воздушных пен, не говоря о пенах на основе углеводородных газов, практически, нет. В работе [16] изучалось поведение водогазовых пен (тип газа не указывается) при повышенных давлениях. Максимально достижимое давление в опытах составило 6 МПа. Образование и поведение пен при более высоких давлениях другими исследователями не проводилось до настоящего времени.

Для проведения опытов была создана специальная установка.

На этом этапе разработана установка и методика получения пен при высоких давлениях и апробирована система визуализации пены для измерения ее структурных параметров при пластовых условиях. В качестве пенообразующего раствора использовались водные растворы сульфанола (контроль) и неонола (рабочая модель). Вспенивание осуществляли методом барботирования сжатого воздуха через фильтр, на поверхность которого предварительно наливали пенообразующий раствор.

Принципиальная схема установки для изучения пенообразования при пластовых условиях приведена на рисунке 5.9. Устройство состоит из двух частей – камеры высокого давления с линиями подвода и отвода воздуха, и системы визуализации пенной структуры.

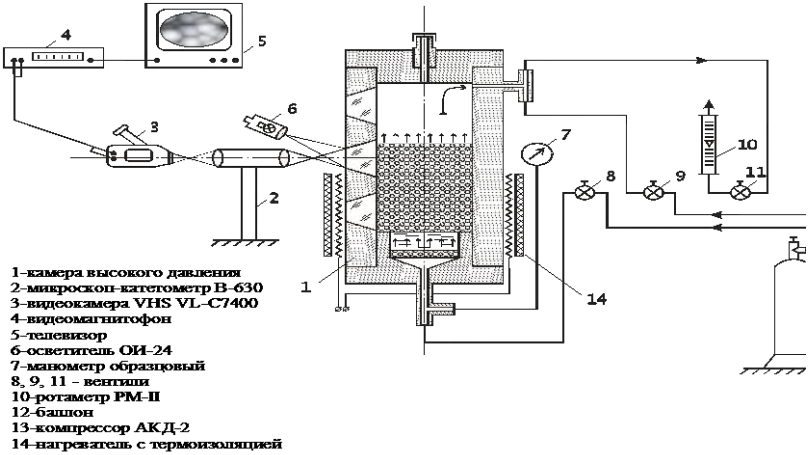


Рисунок 5.9 - Схема лабораторной установки по исследованию пен при давлении и температуре

Опыты проводили в два этапа – на 1-ом провели серию опытов при повышенных давлениях и комнатной температуре, на 2-ом при повышенных давлениях и температуре t =60°С.

Целью экспериментальных исследований являлось определение особенностей процесса пенообразования и

параметров образующейся пены при пластовых условиях и сравнение их с процессом пенообразования при нормальных условиях.

В результате исследований установлено (Рисунок 5.10), что увеличение давления ведет к уменьшению дисперсности пены. А дисперсность пен - это важнейшая характеристика, определяющая многие их свойства и процессы, протекающие в них, а значит и технологические и эксплуатационные качества, что, в конечном счете, определяет их пригодность для предполагаемого практического применения. Для оценки дисперсности пен используют средний диаметр пузырька d.

Для выяснения влияния дисперсности пены на ее устойчивость была проведена другая серия опытов.

Пена как система, обладающая избытком поверхностной энергии термодинамически неравновесна, а значит и неустойчива. Избыточная энергия вызывает процессы, которые ведут к уменьшению дисперсности пены и разрушению ее как дисперсной системы в целом, т.е. к разделению на жидкость и газ.

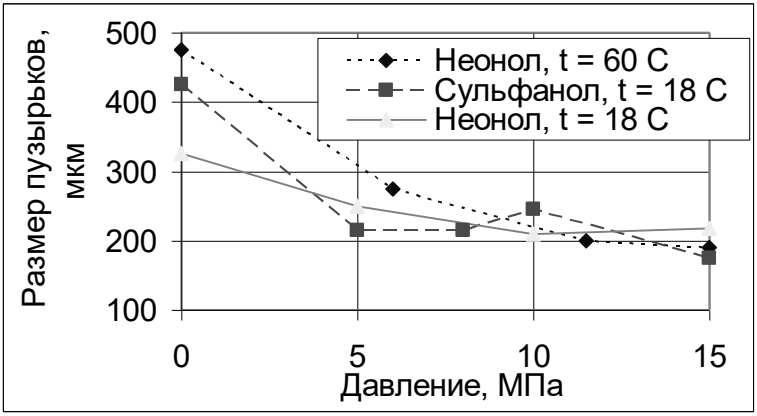


Рисунок 5.10 - Зависимость размера пузырьков от давления

Неравновесность пены проявляется главным образом через процесс выделения избыточной жидкости (синерезис),

диффузионный перенос газа из более мелких пузырьков в более крупные и коалесценцию (прорыв пленок). Все эти три фактора проявления неустойчивости пен взаимосвязаны и взаимообусловлены в основном в объемных пенах. Что же касается пен, образуемых в пористых средах, в которых размер пузырьков соизмерим с размером пор, можно считать, что синерезис будет незначительно влиять на устойчивость пен.

Можно предполагать, что в этом случае уменьшение дисперсности будет происходить вследствие коалесценции и диффузионного укрупнения пузырьков. Учет вклада каждого из этих процессов в скорость укрупнения пузырьков является чрезвычайно сложной задачей. Можно только констатировать, что если пленки весьма устойчивы, средний размер ячеек пены увеличивается вследствие диффузионного переноса, Если же пленки весьма неустойчивы, то внутреннее разрушение происходит в основном в результате коалесценции. Таким образом, скорость уменьшения удельной поверхности пены или увеличение среднего диаметра пузырька служат основным параметром, характеризующим агрегативную неустойчивость пены.

Созданная установка и использованная методика позволили косвенно оценить влияние пластовых условий на агрегативную неустойчивость пен. В процессе проведения экспериментов по получению пен при различных термобарических условиях в камере вспенивания имелась возможность отслеживать во времени процесс изменения дисперсности полученных пен с помощью видеосъемки, фиксируя средний диаметр пузырька пены.

Прежде всего, определялось время возникновения существенных деформационных изменений в структуре полученной пены и момент начала роста среднего диаметра пузырька. Эти моменты хорошо и четко регистрируются и косвенно могут быть использованы для сравнительной оценки устойчивости пены при нахождении ее в различных термобарических условиях. За оценку устойчивости пенной структуры в экспериментах принималось время $\tau_{y,}$ которое

соответствовало моменту, когда на зависимости d(τ) возникал явный подъем в сторону повышения среднего диаметра пузырька (Рисунок 5.11).

Таким образом, измерялся период времени с момента прекращения пенообразования до момента начала процесса внутреннего разрушения, т. е. своеобразный индукционный период, который особенно четко фиксировался при повышенных давлениях. Только при высоких давлениях в камере вспенивания (кривые 1, 2 и 3, Рисунок 5.11) по прошествии времени τ_y возникает собственно процесс внутреннего разрушения пены, выражающийся в укрупнении пузырьков пены. В то же время для пен, полученных при нормальном давлении (кривые 1', 2' и 3' на рисунке 5.11), период времени τ_y практически отсутствует.

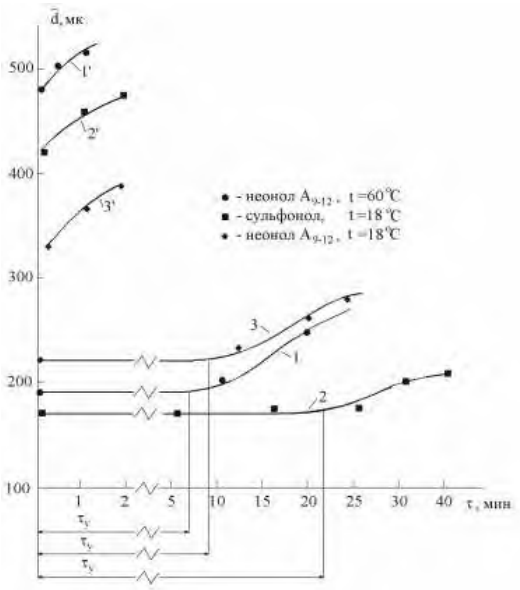


Рисунок 5.11 - Кинетические кривые изменения среднего диаметра пузырьков пены: 1'-3' – P=0,1 МПа; 1-3 – P=15 МПа

Скорость суммарного процесса внутреннего разрушения пены после периода τ_y может быть оценена величиной производной $\partial d/\partial\tau$ при известной зависимости $d(\tau)$.

В некоторых работах [12, 17] предлагаются различные зависимости, описывающие кинетику внутреннего разрушения пен, например:

$$d = d_o e^{\alpha\tau}, \qquad (5.1)$$

где d – критический размер пузырька пены при его разрушении, мкм; d_0-средний диаметр пузырька в начальный момент, мкм; α - параметр агрегативной устойчивости пенной системы, c^{-1} ; τ - время, необходимое на разрушение пены, с.

Экспериментальные данные по определению устойчивости, приведенные на рисунке 5.11, показывают, что участки кривых, соответствующие укрупнению размера пузырьков подчиняются соотношению (5.1), при этом начальная скорость внутреннего разрушения (что выражается в скорости укрупнения размеров пузырьков) ниже в опытах при повышенных давлениях по сравнению с опытами при нормальном давлении.

Таким образом, анализ полученных экспериментальных данных по устойчивости пен при различных термобарических условиях показывает, что с повышением внешнего давления время τ_y возрастает, а скорость укрупнения пузырьков $\partial d/\partial\tau$ снижается. Это принципиально важный момент, который впервые получен, и это позволяет предполагать, что в целом агрегативная устойчивость пенной системы с повышением давления возрастает. Из рисунка 5.11 видно также, что τ_y возрастает при более высоких давлениях по сравнению с нормальными, как при комнатной температуре, так и при температуре 60°С.

Обобщенные данные, приводимые на рисунке 5.11, получены в результате обработки множества микрофотографий, выборочно показанных на рисунках 5.12, 5.13. На представленных микрофотографиях приводятся изображения пенных структур в начальный момент времени для двух значений давлений – 0,1 и 15 МПа.

Характерным для поведения пен при высоких давлениях является то, что дисперсность пены остается длительное время строго постоянной, в то время как при получении пен при нормальном давлении постоянство дисперсности наблюдается сравнительно короткое время, не более 1 мин для данных ПР.

При нормальном давлении полученная пена динамична: сразу же после прекращения подачи воздуха она как бы “оживает” и пузырьки начинают укрупняться. Этот процесс длится беспорядочно, хаотично по случайному закону и приводит к быстрому превращению округлых пузырьков в полиэдрические с большой степенью полидисперсности.

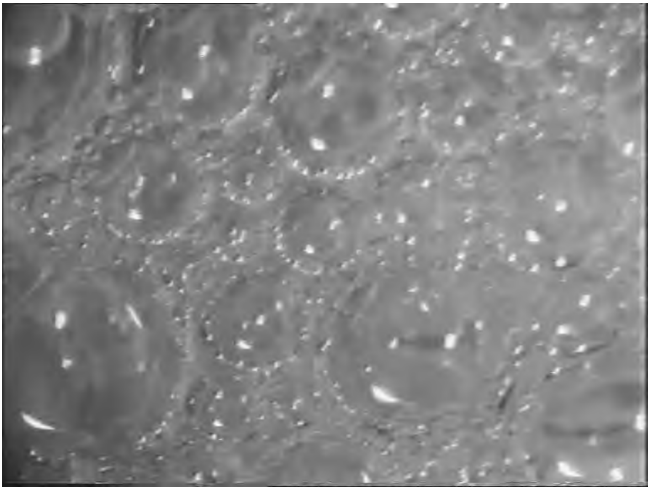


Рисунок 5.12 - Структура пены при P= 0,1 МПа и t= 60^0C

В то же время пены, полученные при высоких давлениях более статичны – наблюдается четкий период, в течение которого пена строго неподвижна, имеет постоянную дисперсность без видимых структурных изменений. От момента прекращения барботирования воздуха до момента одиночных видимых деформаций структуры проходит длительный период.

После возникновения одиночных деформаций структуры пена опять пребывает в неподвижном состоянии, и

дисперсность опять остается длительное время постоянной. И только после истечения периода τ_y пена медленно начинает понижать дисперсность и превращаться из пузырьковой в полиэдрическую.

Таким образом, экспериментально **впервые получены** следующие результаты:

Установлено, что повышение давления пенообразования приводит к увеличению дисперсности получаемой пены, существенному затягиванию момента начала разрушения пены, характеризуемого временем τ_y.

Установлено, что непосредственный процесс разрушения пены после момента τ_y при повышенных давлениях происходит медленнее, чем при низких, что обеспечивает, в конечном итоге, большую устойчивости пен при высоких давлениях.

Установлено, что повышение температуры приводит к некоторому снижению устойчивости пены.

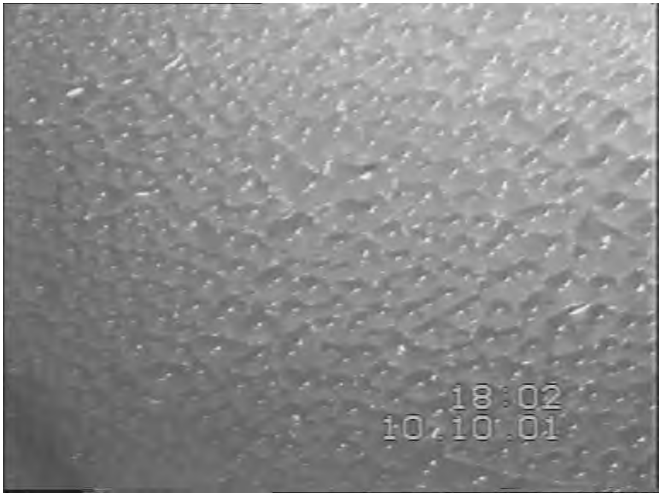


Рисунок 5.13 - Структура пены при P=15 МПа и t= 60^0C

Из сравнительного анализа поведения пен при нормальных условиях и при пластовых можно сделать однозначный вывод, что технологические характеристики пен

при пластовых условиях улучшаются, что делает их применение в технологии пенной обработки скважин перспективным.

Результаты исследований показали перспективность применения пен для ВПП, были определены возможности управления процессом образования пены в пласте, сформулированы предварительные рекомендации по технологии пенной обработки скважин, в частности:

1 Для выравнивания профиля приемистости предпочтительно получать пену низкой кратности и проводить дренирование в высоконапорном режиме.

2 Выравнивание профиля приемистости скважин равноэффективно при любых соотношениях проницаемости пропластков. В этом случае в высокопроницаемом пропластке можно реализовать высоконапорный режим дренирования, а в низкопроницаемом - низконапорный.

3 Повышение селективности применения пен при близком значении проницаемостей пропластков состоит в использовании нестационарных режимов нагнетания газа в скважину. С этой целью компрессорное оборудование для нагнетания газа в скважину должно иметь управляемые характеристики по параметрам «давление - расход газа».

4 Закачку воды в пласт после пенной обработки следует вести при плавном увеличении давления нагнетания с целью предупреждения преждевременного прорыва воды через пенную оторочку.

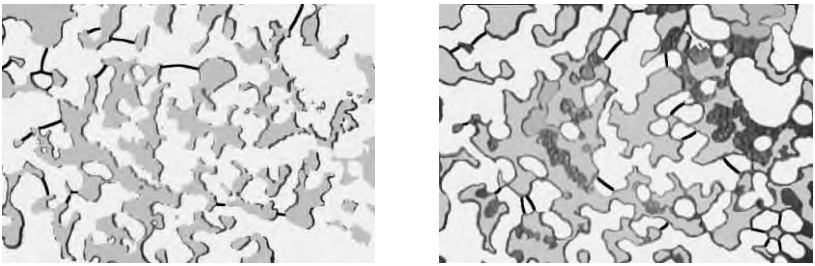
Кинетика формирования пены при закачке флюидов в микромодель с остаточной нефтенасыщенностью для растворов неонола и сульфанола

Сопоставление свойств ПАВ (сульфанола и неонола) показало, что пены с использованием неонола более устойчивы. Исследование влияния остаточной нефтенасыщенности на образование и параметры пены при выборе в качестве ПР раствора неонола проводилось в два этапа. На первом этапе изучались образование и фильтрация пены при закачке газа в чистый ПР. Образование пены происходило аналогично

образованию пены в случае раствора сульфанола, однако плотность образующейся пены (число пленок пены на единицу площади) была существенно меньше и практически не зависела от перепада давления. При достижении определенного перепада давления наблюдался прорыв газа через микромодель без образования пены.

На втором этапе после закачки ПР в количестве 1 – 2 поровых объема микромодели и достижения значения остаточной нефтенасыщенности 0,1 – 0,15 проводилась закачка газа при перепадах давления в интервале 0,02 – 0,05 МПа. Было установлено, что после 2–3 циклов последовательной закачки ПР и газа, когда водонефтяная эмульсия вытеснялась газом из пористой среды и остаточная нефтенасыщенность снижалась до 3-5%, гидрофобность скелета практически не влияет на процесс образования и параметры пены. На рисунке 5.14 показан участок микромодели с пеной (пленки пены обведены для наглядности жирными линиями), полученной в чистом ПР (Рисунок 5.14 а) и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромодели после 3-х циклов последовательной закачки ПР и газа (Рисунок 5.14 б). Из рисунка видно, что плотность пленок пены в том и другом случае практически одинакова. При этом пленки пены устойчивы. Исследование фильтрационных свойств показало идентичность гидродинамических характеристик микромодели с пеной, полученной в чистом ПР и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромодели после 2–3 циклов последовательной закачки ПР и газа.

Исследование параметров и образования пен с использованием сульфанола в модели с остаточной нефтенасыщенности проводилось аналогично исследования с неонолом. В результате установлено, что остаточная нефтенасыщенность практически полностью подавляет образование такой пены.



скелет ***воздух*** ***нефть*** ***вода*** ***пленки пены***

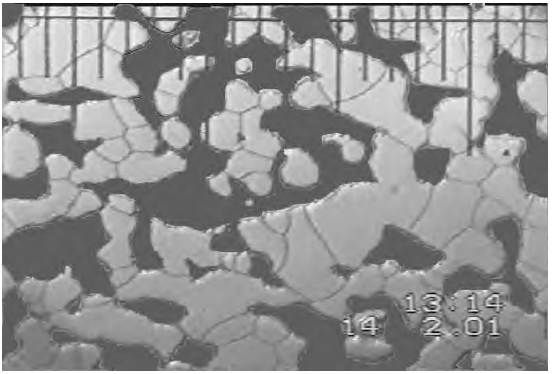
а) **б)**

Рисунок 5.14 - Образование пены в 0,5% растворе неонола: а) при $\Delta P = 0{,}03\,МПа$ в чистом ПР, б) при $\Delta P = 0{,}05\,МПа$ в ПР с остаточными углеводородами после пятикратной циклической закачки ПР и газа

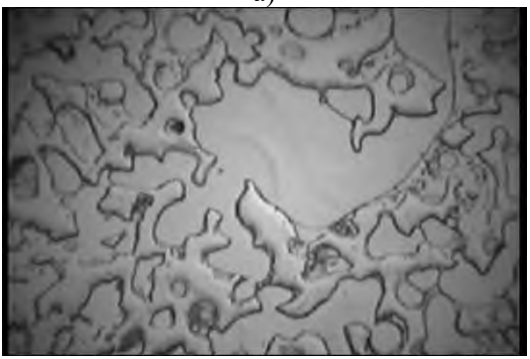
На рисунке 5.15 показан участок микромодели с пеной, полученной в чистом ПР (Рисунок 5.15 а) и в ПР при остаточной нефтенасыщенности микромодели (Рисунок 5.15 б). Из рисунка видно, что в микромодели с остаточной нефтенасыщенностью пленки пены не формируются. Закачка газа в ПР с водонефтяной эмульсией приводит лишь к образованию газожидкостной смеси (жидкости с пузырьками газа), которая фильтруется через микромодель.

Таким образом, установлено, что остаточная нефтенасыщенность приводит к резкому падению вспениваемости раствора сульфанола в пористой среде. С учетом хорошей вспениваемости раствора сульфанола в пористой среде без остаточной нефти установленное свойство может играть положительную роль в технологии повышения коэффициента вытеснения нефти. В высокопроницаемых участках нефть, как правило, уже отмыта и при последовательной закачке ПР и газа в них может образовываться пена с высоким гидродинамическим

сопротивлением фильтрации флюидов. В низкопроницаемых участках, где сохраняется остаточная нефтенасыщенность, пена не образуется, и по ним происходит дополнительный отмыв нефти.



а)



б)

Рисунок 5.15 – а) Образование пены в пористой среде при закачке газа в чистый ПР на основе сульфанола; б) Отсутствие пенообразования в пористой среде с остаточной нефтенасыщенностью (10%) при закачке газа в ПР на основе сульфанола (в центре микромодели видны следы разрушенных пленок пены)

По результатам сопоставления свойств пен на основе неонола и сульфанола установлено, что использование раствора неонола в качестве ПР предпочтительнее в интервалах с остаточной нефтенасыщенностью (например, при ограничении водопритока в добывающие скважины), при использовании раствора сульфанола – присутствие остаточной нефтенасыщенности должно быть минимально (нагнетательные скважины).

Исследование образования, фильтрации и устойчивости пены в керне при выборе в качестве пенообразующего раствора сульфанола

Для исследований пен на кернах была сконструирована специальная установка. В результате исследования образования пены в модели при выборе в качестве пенообразующего раствора сульфанола установлено следующее:

Первое. Механизм образования, режимы фильтрации и устойчивость пены в использованном керне аналогичны установленным для микромодели и описанным выше. В качестве примера на рисунке 5.16 приведен график зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,02 МПа (градиент давления соответственно 0,6 МПа/м). Из рисунка. 5.16 видно, что полученная пена обладает свойством реопексии. При увеличении перепада давления ΔP пена приходит в движение, происходит вторичное образование пены за счёт остаточной насыщенности ПР и регенерации пены. Гидродинамическое сопротивление пены возрастает, и она стабилизируется при некотором новом, более высоком значении гидродинамического сопротивления, отвечающем начальному давлению сдвига пены $\Delta P_{сд} = \Delta P$ (Рисунок 5.16, участок А кривой). При перепаде давления $\Delta P > \Delta P^*$, где ΔP^* - определенный критический перепад давления, вследствие насыщения регенерации пены процесс становится неустойчивым и происходит периодический прорыв газа к выходу керна (Рисунок 5.16, участок В кривой). При

превышении ΔP второго критического перепада давления ΔP^{**}, т.е. при $\Delta P > \Delta P^{**}$, происходит прорыв газа через пену (Рисунок 5.16, участок С кривой).

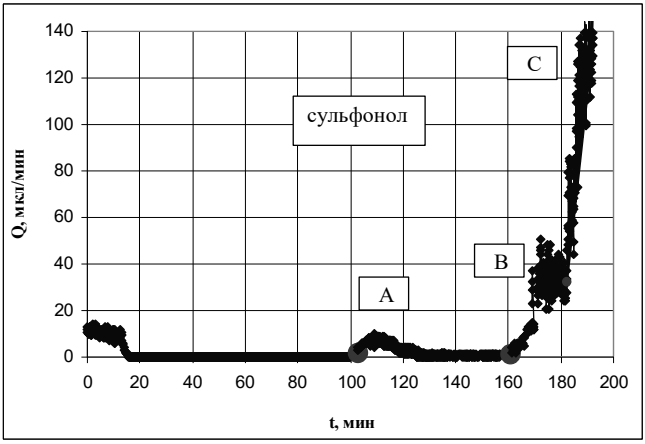


Рисунок 5.16 - График зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,02 МПа. Кружки - моменты повышения давления на 0,04, 0,06 и 0,08 МПа соответственно

Установленный факт имеет принципиальное значение, так как совместно с результатами исследования объемной пены при давлениях до 15 МПа и температурах до 60°С показывает, что микромодель может использоваться для моделирования процессов образования, фильтрации и эволюции пен в реальной породе пласта.

Второе. В реальной технологической ситуации поле давлений и локальные градиенты давления по мере закачки газа в насыщенный ПР пласт и образования в нем пены меняется. Для анализа и моделирования продвижения пенной структуры в пласт необходимо знать, как меняется подвижность пены не только при увеличении градиента давления в прискважинной зоне, но и при его уменьшении в той части прискважинной

зоны, где пена уже образовалась. Соответствующие данные исследований на керне приведены на рисунке 5.17. Из рисунка 5.17 видно, что фильтрация пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа (градиент давления соответственно 1,5 МПа/м), с уменьшением перепада давления замедляется и при перепаде давления 0,01 МПа прекращается.

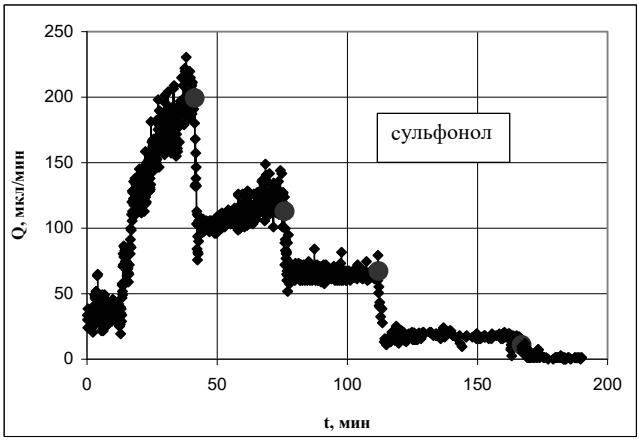


Рисунок 5.17 - График зависимости расхода от времени при фильтрации пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа. Кружки соответствуют сбросам давления до 0,04; 0,03; 0,02 и 0,01 МПа соответственно

Следовательно, если градиент давления в той части прискважинной зоны, где уже образовалась пена, упадет ниже градиента давления сдвига (в рассмотренном выше случае ниже 0,3 МПа/м), дальнейшее продвижение пены в пласт прекратится. Полученные результаты важны как для оценки толщины пенного барьера, получаемого за данное время при заданном расходе нагнетаемого газа, так и при моделировании перетока газа при его нагнетании в насыщенные ПР участки пласта с различной проницаемостью (приемистостью).

Третье. Для оценки устойчивости пены по отношению к

фильтрации воды можно использовать следующее полученное эмпирическим путем правило: критический градиент давления начала просачивания воды в пену примерно равен градиенту давления, при котором образуется пена (Рисунок 5.18 и Рисунок 5.19).

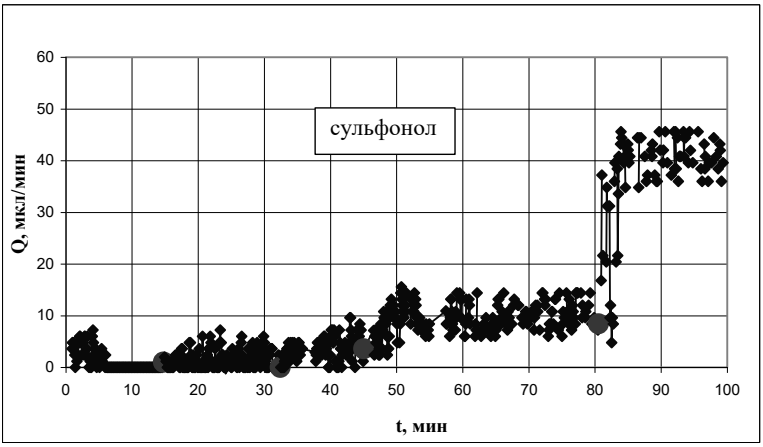


Рисунок 5.18 - График зависимости расхода от времени при разрушении водой пены, созданной при перепаде давления 0,02 МПа (начальный перепад давления такой же). Кружками отмечены моменты повышения давления соответственно до 0,03, 0,04, 0,05 и 0,06 МПа

Рисунок 5.20 показывает, что при снижении градиента давления просачивание воды в пену не прекращается, если оно уже произошло. Расход с уменьшением градиента давления уменьшается незначительно. Разрушение пены водой, с точки зрения вариации давления нагнетания воды в ПЗП, носит необратимый характер. Из указанного обстоятельства следует требование медленно повышать давление нагнетания воды в ПЗП после установки пенного барьера.

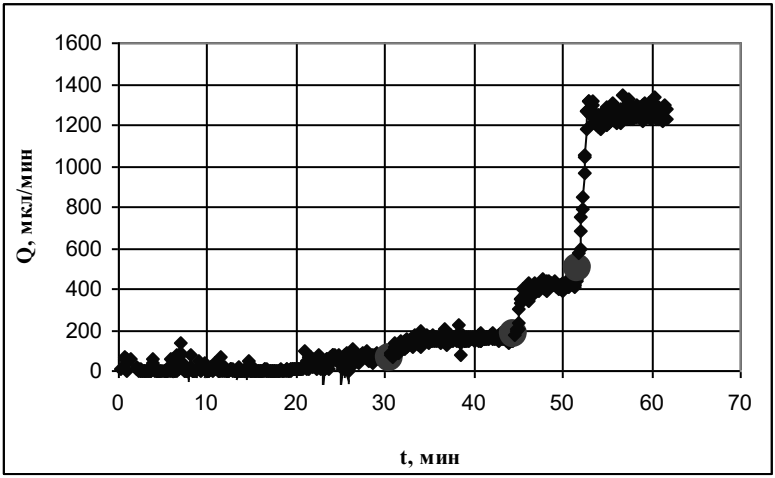


Рисунок 5.19 - График зависимости расхода от времени при разрушении водой пены, созданной при перепаде давления 0,2 МПа. Начальный перепад давления 0,01 МПа. Кружки соответствуют моментам повышения давления до 0,15; 0,2; 0,3 и 0,5 МПа соответственно

Таким образом, в результате всего комплекса исследований получены следующее результаты:

– установлено, что механизм образования, режимы фильтрации и устойчивость пены в керне аналогичны установленным для плоской модели;

– впервые установлены селективные и саморегулирующие свойства пенных систем как по отношению к разнопроницаемым, так и разнонасыщенным пропласткам;

– установленные явления имеет принципиальное значение, так как показывает, что пены могут быть использованы как для выравнивания профиля приемистости, так и для селективной изоляции водопритока;

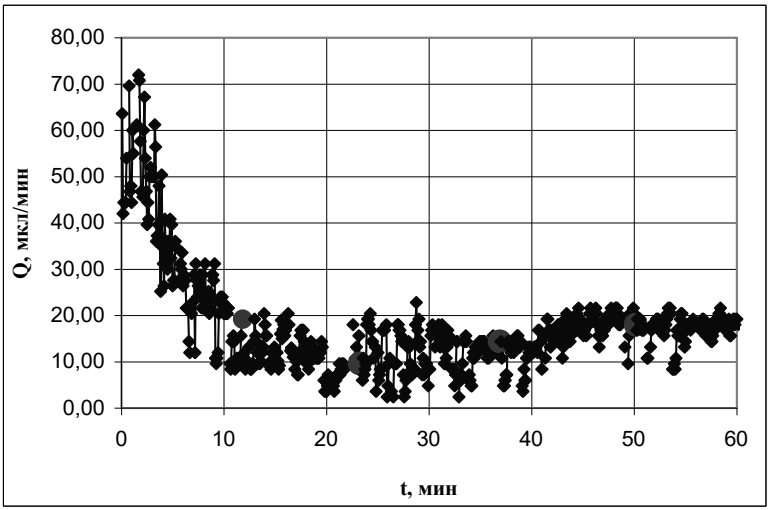


Рисунок 5.20 - График зависимости расхода от времени при разрушении водой пены, созданной при перепаде давления 0,05 МПа. Кружки соответствуют моментам сброса давления до 0,04, 0,03, 0,02 и 0,01 МПа соответственно

– установлено, что пенные системы можно использовать для доотмыва остаточной нефти, как за счет свойств ПАВ, так и углеводородного газа;

– впервые эмпирически установлено, что для оценки устойчивости пены по отношению к фильтрации воды можно использовать следующее правило: критический градиент давления начала просачивания воды в пену примерно равен градиенту давления, при котором образуется пена;

– установлено, что пену необходимо образовывать в пласте, так как при высоких давлениях пена более устойчива;

– впервые установлено, что начальное давление образования пены в пласте должно быть выше последующего давления нагнетания воды системой ППД;

– впервые установлено, что устойчивость и блокирующие свойства пен выше, если образовывать пену из пузырьковой

жидкости;

– установлено, что пенные оторочки-блокады возможно создать на любом расстоянии от скважины, что делает возможным использовать пену как потокоотклоняющую технологию.

Методика инженерных расчетов

Цель данного раздела - поиск упрощенных аналитических решений процесса фильтрации и эволюции пены в пористой среде для последующего математического моделирования и создания инженерной методики расчета процесса, оценки его эффективности.

Математические модели фильтрации пены в пористой среде

Существует большое число математических моделей, которые, так или иначе, описывают движение пены в пористой среде.

Наиболее известные из них: модель пены, как растворенной в газовой фазе компоненты, модель «fractional flow», модель "population-balance". Остальные модели, в той или иной мере, являются модификациями, как правило, упрощенными, перечисленных моделей.

Первая из перечисленных моделей описывает закачку пены в пласт и разрушение ее с течением времени, за счет адсорбции. Данная модель не учитывает воздействие водной фазы на пену и не позволяет описать процесс образования пены в пористой среде.

Модель - «fractional flow» основана на предположении о раздельном течении пенообразующих фаз в пористой среде. Система уравнений близка к классической системе неизотермической фильтрации многофазной смеси. Особенность данной модели заключается в определении фазовых проницаемостей не только как функции насыщенности, но и функции концентрации ПАВ в жидкости. Модель включает также, используемое для пен допущение о предельном капиллярном давлении, описывает возможность генерации и разрушения пены, но не описывает изменение характеристик

пены связанное с изменением ее структуры.

Модель "population-balance" наиболее полно учитывающая и описывающая большинство известных свойств пены в пористой среде, использующая как уравнения сохранения ПАВ в жидкой фазе, его адсорбцию, уравнение сохранения количества пузырьков пены (что отражает структуру пены), влияющее на фильтрационные характеристики пены.

Точные решения в рамках имеющихся моделей практически невозможны, а численные расчеты с использованием трехмерных гидродинамических симуляторов (Eclipse, Tempest More и др.) по моделированию пен нецелесообразны, в связи с тем, что модели, лежащие в их основе весьма ограниченны и не позволяют адекватно отобразить физическую картину процесса фильтрации и эволюции пены в пласте. Наиболее логичный путь - это создание специализированных программных комплексов, разработанных на основе тех или иных моделей фильтрации пены в пористой среде.

С точки зрения инженерных приложений, нет смысла в детальном изучении процесса фильтрации пены, и можно выделить, например, такие проблемы, связанные с учетом фильтрационных особенностей пен при применении их для выравнивания профиля приемистости:

– инженерный расчет объема пены и времени, необходимого для закачки в неоднородный продуктивный пласт;

– оценка устойчивости установленного пенного барьера при дальнейшей закачке воды.

Упрощенная схема расчета закачки пены в прискважинную зону неоднородного нефтяного пласта

Пусть имеется пласт, состоящий из не сообщающихся пропластков различной пористости, проницаемости и мощности, в прискважинную зону которого закачивается пена заданной кратности **K** (или смесь газа и пенообразующего раствора ПАВ в заданном соотношении).

При решении задачи принимаются следующие допущения:

– процесс изотермический;

– за время закачки не происходит какого-либо существенного изменения концентрации ПАВ в воде за счет адсорбции;

– процесс закачки пены достаточно медленный, так, что в среде заполненной жидкостью для каждого момента времени течение успевает устанавливаться (квазистационарный режим);

– для продвижения пены необходимо приложить на границе раздела с жидкостью некоторый предельный минимальный градиент давления, в случае если градиент давления меньше, то пена неподвижна;

– пена рассматривается как однородная среда с эффективными значениями проницаемости и вязкости, и плотность, определяемой содержанием газа и воды (кратностью);

– пена не меняет свои гидродинамические характеристики с изменением давления.

Система уравнений, описывающая процесс вытеснения жидкости пеной можно описать следующим образом:

- уравнение сохранения массы жидкости вытесняемой пеной:

$$\frac{\partial m \rho_l S_l}{\partial t} + div\left[\rho_l v_l\right] = 0\,; \tag{5.2}$$

- уравнение сохранения массы пены:

$$\frac{\partial m \rho_f S_f}{\partial t} + div\left[\rho_f v_f\right] = 0\,, \tag{5.3}$$

$$\frac{K}{\rho_f} = \frac{K-1}{\rho_g} + \frac{1}{\rho_l}\,; \tag{5.4}$$

- закон Дарси для пены и воды:

$$v_f = -\frac{kK_f}{\mu_f} grad\, p\,;\; v_l = -\frac{kK_l}{\mu_l} grad\, p\,, \tag{5.5}$$

где m - пористость, д. ед.; k- абсолютная проницаемость, мкм^2; v - скорость жидкости, м/с; K -кратность пены, д. ед.

Предположение об отсутствии перетоков между прослоями неоднородного пласта допускает квазистационарное решение задачи о закачке пены в одномерной постановке для каждого из пропластков отдельно. В связи с этим, представленная выше система уравнений с учетом предположения о несжимаемости жидкости может быть приведена к виду:

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left[r\frac{kK_l}{\mu_l}\frac{dp}{dr}\right]=0, \qquad r_\infty > r > r_f \tag{5.6}$$

$$\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left[r\frac{kK_f}{\mu_f}\frac{dp}{dr}\right]=0, \qquad r_f > r > r_0 \tag{5.7}$$

На границе раздела пена-жидкость $r = r_f$ будут выполняться условия:

$$p^f = p^l, \qquad \frac{kK_f}{\mu_f}\frac{dp^f}{dr} = \frac{kK_l}{\mu_l}\frac{dp^l}{dr}, \tag{5.8}$$

Рост области, занятой пеной определяется уравнением материального баланса и может быть описан уравнением:

$$\frac{dr_f}{dt} = \begin{cases} -\dfrac{kK_f}{\mu_f}\dfrac{dp^f}{dr}, & \dfrac{dp^f}{dr} > \nabla p_{cr} \\ 0, & \dfrac{dp^f}{dr} \le \nabla p_{cr} \end{cases} \tag{5.9}$$

∇p_{cr} - предельный градиент давления, при котором начинается фильтрация пены.

Решение уравнений (5.6) и (5.7) с граничными условиями (5.8) дает распределение давления в области, заполненной пеной (водой)

$$r_\infty > r > r_f$$

$$p = \frac{p_f - p_\infty}{\ln(\frac{r_f}{r_\infty})} \ln r + p_\infty - \frac{p_f - p_\infty}{\ln(\frac{r_f}{r_\infty})} \ln r_\infty , \qquad (5.10)$$

$$r_f > r > r_0$$

$$p = \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln(\frac{r_f}{r_0})} \ln r + \frac{p_0^2}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} - \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln(\frac{r_f}{r_0})} \ln r_0 \qquad (5.11)$$

Из условий на границе находим зависимость давления на подвижной границе r_f раздела пена-вода $p_f(r_f)$

$$\frac{K_l}{\mu_l} \frac{p_f - p_\infty}{\ln(\frac{r_f}{r_\infty})} = \frac{1}{2 p_f \rho_{g0}(K_0 - 1)} \frac{K_f}{\mu_f} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln(\frac{r_f}{r_0})} . \qquad (5.12).$$

r_0 - радиус скважины, p_0 - давление на забое скважины, r_∞ - радиус влияния скважины, p_∞ - давление на контуре.

Далее, подставляя найденное $p_f(r_f)$ в уравнение (5.9) получаем дифференциальное уравнение 5.13,

$$\frac{dr_f}{dt} = -\frac{kK_f}{\mu_f} \frac{\rho_{g0}(K_0 - 1) + 1}{\rho_{g0}(K_0 - 1)RT} \frac{p_f^2 - p_0^2}{\ln(\frac{r_f}{r_0})} \ln r_f , \quad (5.13),$$

интегрируя которое получим закон движения границы области, заполненной пеной $r_f(t)$.

При этом массу пены, закачиваемой в единичный пропласток, можно определить следующим образом:

$$V = \sum_i V_i , \quad V_i = 2\pi h_i \int_{r_0}^{r_{fi}} \rho_f dr \qquad (5.14)$$

h_i - мощность i-го пропластка, м.

Предложенная методика реализована в виде простой

компьютерной программы и позволяет проанализировать динамику распространения пенной оторочки в неоднородном обводненном пласте и определить предельные значения объемов пены, которые можно закачать в пласт при заданном давлении на забое.

Пример расчета обработки модельного пласта

В качестве иллюстрации к предложенной выше методике оценим необходимый для закачки объем пены и размеры пенной оторочки, при обработке модельного пласта, основные параметры которого приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Исходные данные для расчетов

№ пропластка	Проницаемость (мкм^2)	Пористость, %	Мощность, м	Вязкость, мПа*с	$\frac{K_f}{m\mu_f}$
1	0,600	20	2	3	10
2	0,200	20	2	3	10
3	0,100	20	2	3	10
4	0,020	20	2	3	10

Другие, необходимые для расчета, параметры процесса:

- кратность пены на входе $K = 3{,}7$; радиус скважины - r_c=0,167м;
- радиус зоны влияния- R=300 м; пластовое давление - p_∞ =2,5 10^7 Па;
- пластовая температура T= 333 K; давление закачки p_0=3 10^7 Па;
- избыточное давление закачки пены - Δp=5 10^6 Па;
- остаточная водонасыщенность S_w = 0,4
- предельный градиент давления ∇p_{cr}= 0,03 МПа/м

Ниже на рисунке 5.21 представлена зависимость

изменения размеров пенной оторочки от времени при постоянном давлении на забое скважины.

График позволяет сделать вывод о размерах оторочки пены в различных пропластках и количестве времени необходимом для закачки оторочки заданных для выбранного пропластка размеров.

Объем пены, который необходимо закачать для выбранного режима, находим в соответствии с уравнением (5.14). Для рассматриваемого примера, выбрав размеры пенной оторочки 3 м для высокопроницаемой зоны, вычисляем объем пены (при нормальных условиях), который необходимо закачать V =5091 м^3.

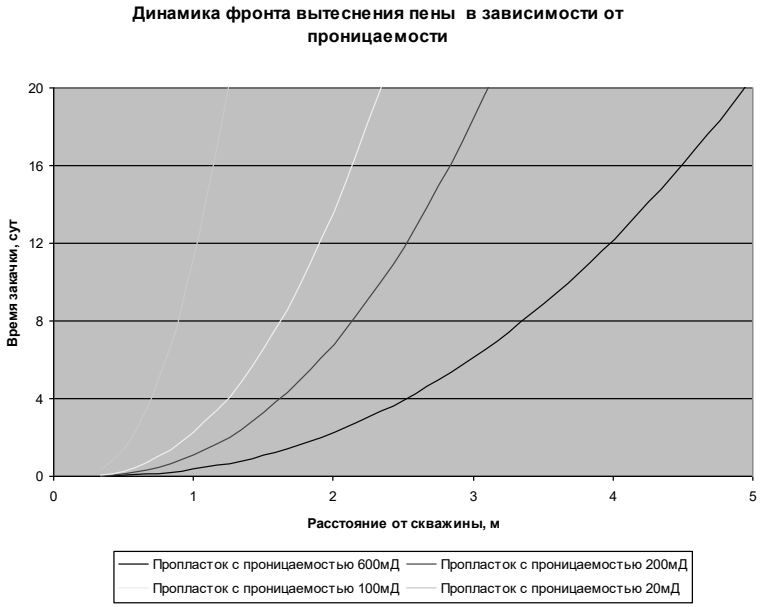


Рисунок 5.21 - Динамика фронта вытеснения пены в неоднородном пласте в зависимости от проницаемости пропластков

Принципиальная схема потокоотклоняющей технологии на основе пенных систем

В основе технологической схемы (Рисунок 5.22) лежит установленное свойство газожидкостных систем образовывать в пористой среде пену, обладающую более высокими блокирующими характеристиками, при ее формировании из предварительно насыщенного пузырьками газа пенообразующего раствора, т. е. из пузырьковой жидкости (ПЖ).

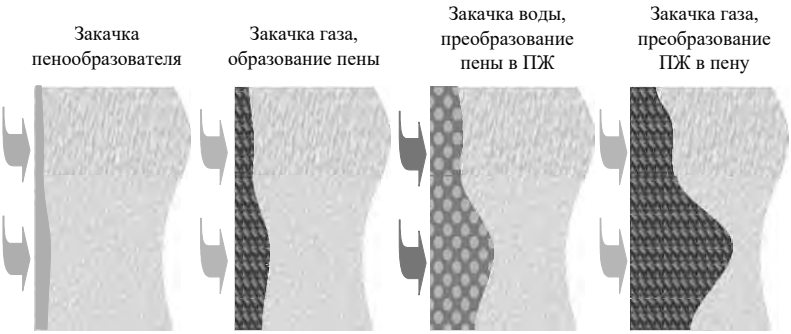


Рисунок 5.22 - Схема циклической закачки пены. ПЖ – пузырьковая жидкость

Применение такого циклического режима закачки ПР и газа выбрано с целью:

а) максимально возможного вытеснения газом образующейся водонефтяной эмульсии;

б) в каждом последующем цикле при закачке ПР с повышением давления разрушать образованную в пласте пену и превращать ее в газожидкостную смесь, которая продвигается в прискважинной зоне, а при последующей закачке газа в данном цикле вновь получать пену.

Дополнительные преимущества и достоинства предлагаемой технологической схемы воздействия:

1 Возможность создания протяженных пенных барьеров в глубине пласта.

2 Разрушение пены в низкопроницаемых участках

пласта.

3 Контроль в каждом цикле приемистости пласта по жидкости.

4 Управляемость процесса за счет регулирования параметров закачки и изменения соотношения неонола и сульфанола в ПР по циклам.

5 Сокращение времени выполнения технологических операций.

Промысловые испытания пенных систем

Целью промысловых испытаний было исследование влияния пенных систем на перераспределение работающих толщин и изменение гидродинамических параметров прискважинной и удаленной зон. Такие испытания пенного воздействия проведены в 2002 г. на скважине № 2661 Самотлорского месторождения в зоне деятельности ОАО «Самотлорнефтегаз» - СНГДУ – 1, на участке с блочной системой разработки объекта $АВ_{4-5}$.

Для этой цели одним из авторов книги разработана специальная программа и руководящий документ: РД 39-39343456-002-01 [16].

Технологически реализовалась схема закачки пены в пласт чередующимися последовательными оторочками пенообразующего раствора и газа с газлифтного комплекса.

Оборудование для закачки пенных систем в скважины

Закачка пенных систем производилась специально доработанной для этого насосно-бустерной установкой, предназначенной для освоения скважин, а также для закачки в скважины газожидкостных смесей. Установка смонтирована на шасси автомобиля «КрАЗ», принципиальная схема работы бустерной установки приведена на рисунке 5.23.

Данная установка рассчитана на работу при давлении нагнетания до 28 МПа с использованием внешнего подпора газа 3

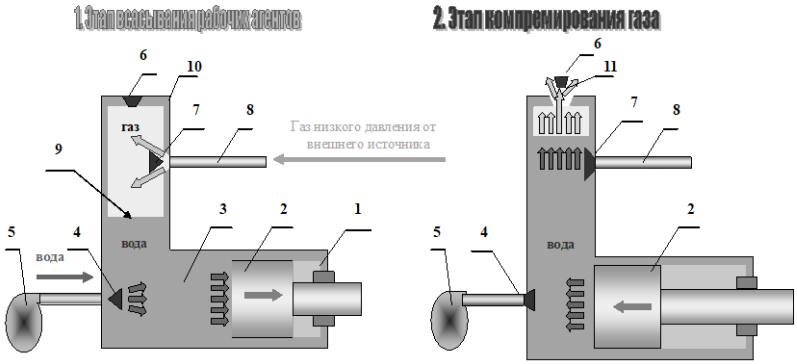


Рисунок 5.23 - Принципиальная схема работы бустерной установки: 1-плунжерный насос; 2-плунжер; 3-гидравлическая часть основного насоса; 4-всасывающий жидкостной клапан; 5-питательный насос; 6-агнетательный клапан; 7-всасывающий газовый клапан; 8-подающая линия низкого давления; 9-поверхность жидкостного поршня; 10-компрессионная камера; 11-газожидкостная смесь высокого давления

Преимуществом бустерной установки перед обычным компрессором является:

– простота конструкции;

– низкая стоимость;

– универсальность благодаря возможности нагнетания как жидкостей и газов, так и многофазных сред;

– меньшие энергозатраты (расход топлива), так как процесс сжатия газа бустерной установкой, благодаря эффективному охлаждению, близок к квазиизотермическому, что позволяет доводить в одну ступень коэффициент сжатия до 15-20;

– генерация на выходе увлажненного воздуха, что важно для безопасного ведения работ.

Установка позволяет закачивать в пласт готовую пену, а также образовывать пену в пористом пространстве путем последовательной закачки пенообразующего раствора и газа.

Результаты промысловых работ по испытанию пенных систем

Проведение работ по испытанию пенных систем сопровождались полным комплексом гидродинамических и геофизических исследований.

Так, из сопоставления гидродинамических исследований до и после проведения работ (таблица 5.2, Рисунок 5.24 – 5.25) видно, что скачок давления уменьшился с 70 до 60 атм, а проницаемость прискважинной зоны по хорде уменьшилась в 2,9 раза, что говорит о кольматации существующих высокопроводящих каналов. После проведения работ прискважинная зона приобрела однородный характер (рисунок 5.26).

Таблица 5.2 - Параметры коллектора до и после проведения работ, определённые по гидродинамическим исследованиям

Параметры	Коэффициент приемистости, $м^3$/сут/МПа	Параметры, определенные по хорде		
		гидропроводность, $мкм^2$*см/мПа*с	пьезопроводность, см2/с	радиус зоны трещиноватости, м
До проведения работ	95	87	1682	90
После проведения работ	35	30	580	51
Соотношение параметров до/после, раз	2,7	2,9	2,9	1,8

На рисунке 5.26 приведены индикаторные диаграммы до и после проведения работ, характер которых свидетельствуют о смене режима фильтрации от трещинного коллектора к поровому.

Наглядно результаты проведения пенной обработки приведены на рисунке 5.27, где показаны диаграммы профилей приемистости до и после воздействия. Здесь четко прослеживается изменение профиля приемистости: старые высокопромытые каналы кальматированы, в результаты образовались новые интервалы поглощения, при этом работающая толщина (коэффициент охвата по разрезу) увеличилась на 30%.

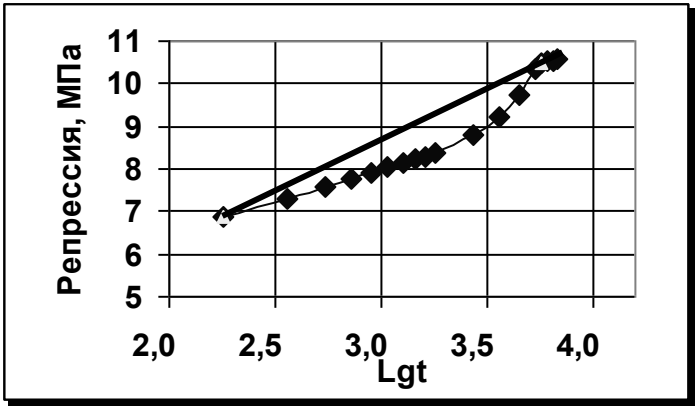


Рисунок 5.24 - График КПД до производства работ по закачке пен

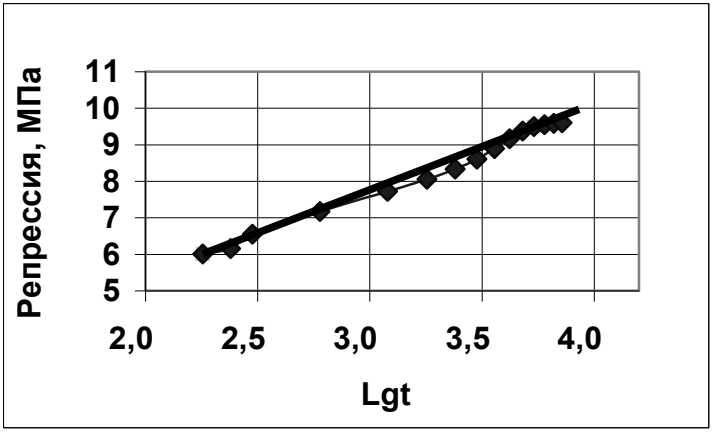


Рисунок 5.25 - График КПД после производства работ по закачке пен

Практическим результатом воздействия явилось снижение обводненности продукции добывающих скважинах, увеличение доли нефти от 10 до 40%. На воздействие пенами прореагировало 6 скважин, прирост дебита составил 2 т/сут на одну реагирующую скважину. В годовом исчислении это

позволит на одну операцию по закачке пен добыть дополнительно от 1300 до 3000 т нефти. Для сравнения - достичь подобной эффективности при применении традиционных методов ВПП возможно было бы только при троекратном увеличение объема закачки реагентов, что реально осуществить далеко не во всех скважинах. Кроме того это привело бы, соответственно, к кратному увеличению затрат и снижению рентабельности работ.

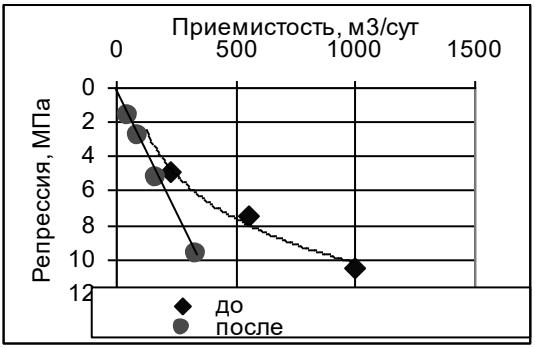


Рисунок 5.26 – Индикаторные диаграммы до и после производства работ по закачке пен

Отмечается более высокая эффективность воздействия на призабойную зону пласта по сравнению с другими технологиями выравнивания профиля приемистости. На рис. 5.28 показано влияние различных потокоотклоняющих составов на снижение приемистости скв. №2661 по сравнению с пеногазовым воздействием, которое оказалось более эффективным.

Таким образом, в результате экспериментальных исследований и промысловых испытаний установлено:

1 Возможность управления процессом образования пенных систем в пластовых условиях.

2 Разработаны основы технологического процесса воздействия на пласт пенами, включающие следующие положения:

- Для повышения устойчивости предпочтительно получать пену низкой кратности и проводить создание пенных систем в

высоконапорном режиме. Выравнивание профиля приемистости скважин наиболее эффективно при высоком различии в проницаемостях пропластков. В этом случае, в высокопроницаемом пропластке можно реализовать высоконапорный режим дренирования (с пеной, обладающей высоким гидродинамическим сопротивлением), а в низкопроницаемом - низконапорный режим дренирования (с пеной, обладающей низким гидродинамическим сопротивлением).

- Закачку воды в пласт после пенной обработки следует вести при плавном увеличении давления нагнетания с целью предупреждения преждевременного прорыва воды через пенную оторочку.
- Наиболее устойчивые и большой протяженности потокоотклоняющие барьеры можно получить при циклическом способе создании пены, в основе которого лежат свойства пен приобретать большую прочность при образовании ее из пузырьковой жидкости.

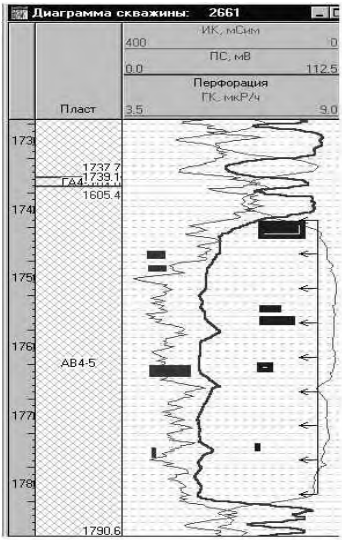


Рисунок 5.27 - Профиль приемистости до (красным) и после (синим) проведения работ по пенному воздействию

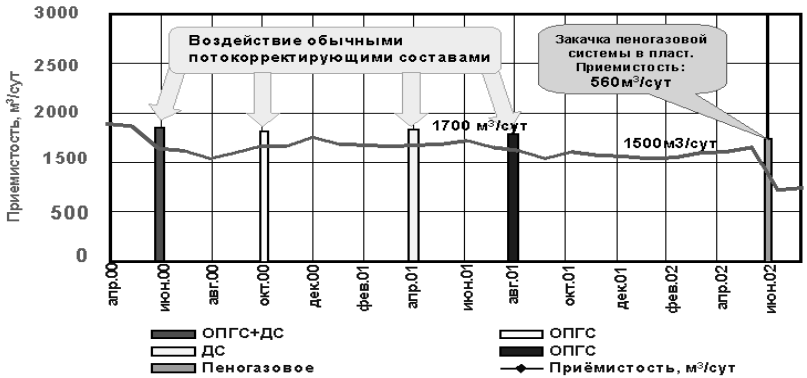


Рисунок 5.28 – Степень влияния различных потокоотклоняющих составов на приемистость скважины

3 Промысловая практика подтвердила, что технологии циклической закачки пены успешно могут быть использованы в бо̲льших масштабах для снижения обводненности скважин.

Перспективные направления применения пеногазовых технологий в увеличении добычи нефти

o ***Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин***. Применение пеногазовых систем в целях повышения нефтеотдачи пластов основано на способности пенных систем, закачиваемых в пласт, селективно блокировать высокопроницаемые пропластки и уменьшать эффективную подвижность вытесняющего агента, что приводит к выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин и увеличению коэффициента охвата пласта воздействием. Эффективность метода возрастает при применении в комплексе с гелеосадкообразующими, полимердисперсными составами.

o ***Ограничение водопритока в добывающих скважинах***. Одним из перспективных методов ограничения водопритока в добывающих скважинах является закачка пенных

составов в призабойную зону пласта, действующих селективно. Механизм воздействия пены на пласт основан на селективной изоляции пузырьками газа (воздуха) обводненной части пласта, когда снижается или временно прекращается приток воды, а нефтепроницаемость призабойной зоны скважин сохраняется. Применение пенных систем на основе гелеобразующих составов увеличивает эффективность изоляции водопритока в добывающих скважинах.

- ***Перспективным методом является «бесподходная» технология ограничения водопритока*** (без участия дорогостоящих работ бригады капитального ремонта скважин (КРС)) в высокопроизводительных скважинах, эксплуатирующихся газлифтным способом.
- ***Интенсификация притока нефти в добывающих скважинах:***
  - создание плавной депрессии на пласт при освоении скважин методом замещения в скважине жидкости глушения на пенные системы;
  - селективная пенокислотная обработка призабойной зоны пласта при наличии высокопроницаемых интервалов.

Положительную роль в вытеснении на завершающей стадии разработки, могут сыграть пенные системы при проницаемостях 50 и более мД, характерные для месторождений Нижневартовского района.

Особенно актуальными будут предлагаемые технологии пеногазового воздействия на шеркалинской свите (ЮК10-11) Талинской площади Красноленинского месторождения, где в отдельных пропластках стохастически распределенных по разрезу присутствует «супер-коллектор» с проницаемостями по керну до 3-5Д, приводящий к байпасу основных потоков вытесняющего агента, и как следствие - к сложности довыработки низкопроницаемой части матрицы.

Разработаны и запатентованы следующие технологии пеногазового воздействия на пласт: патенты [18-22].

5.2. Комплексный подход к повышению эффективности довыработки запасов нефти на завершающей стадии разработки Ершового месторождения

Пласт ЮВ1 Ершового месторождения относится к васюганской свите Нижневартовского свода выдержан по площади, в разрезе выделяются верхняя и нижняя пачки. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 12,4 м при расчлененности 4 и средней проницаемости 22 мД с пропластками до 50-100 мД.

На объекте ЮВ1 первоначально была реализована 3-рядная система заводнения с расстоянием между скважинами 400 м, избирательно в центральной части месторождения разрезающие нагнетательные ряды были уплотнены, и расстояние между нагнетательными скважинами составило 200 м. На следующем этапе разработки последовало уплотнение системы отбора до 5-рядной путем бурения двух дополнительных добывающих рядов по обе стороны от стягивающего. Проектная плотность сетки скважин составляет 12,4 га/скв.

Месторождение находится на четвертой стадии разработки. Текущая обводненность - 95,7 %, а из суммарно пробуренных 836 скважин действующий фонд добывающих скважин составляет 142, нагнетательных - 88. Высокое значение пассивного фонда обусловлено выработкой запасов и выбытием скважин по причине высокой обводненности как выполнивших свое проектное назначение. Действующие добывающие скважины в основном расположены в стягивающих рядах.

Следующим этапом в разработке Ершового месторождения станет точечное применение ЗБС и регулирование закачки, для снижения энергозатрат на

поддержание добычи. Эта задача была решена при помощи комплексного анализа, включающего результаты гидродинамического моделирования [18].

Так одним из ключевых результатов для доразработки месторождения явилось определение адреса остаточных запасов нефти по площади и особенно по разрезу. В целом остаточные запасы на объекте рассредоточены по площади, (участки наивысшей концентрации отмечаются в центральных блоках разработки) в локальных куполовидных поднятиях (по разрезу в верхней пачке).

На основе представленных данных в концепцию доразработки включено дальнейшее применение и совершенствование технологий ГРП, ФОЖ и очагового заводнения в рамках всего объекта в совокупности с массированным гидродинамическим регулированием и применением ЗБС.

Для снижения непроизводительной закачки и активизации выработки кровельных запасов в разрезающих удаленных от отбора нагнетательных рядах будет изолироваться выработанная нижняя пачка пласта, а в скважинах очагового заводнения поглощение воды будет осуществляться всем разрезом пласта (поскольку в зоне потенциального стягивания еще присутствуют запасы в нижней пачке) (рисунок 5.29). Также в скважинах очагового заводнения, для оптимизации фильтрационных потоков, предусмотрена работа в циклическом режиме с полупериодом 3 месяца. Положительную роль в вытеснении на завершающей стадии разработки, могут сыграть пенные системы при проницаемостях 50 и более мД. Суммарное снижение закачки предусмотрено в 1,3 раза.

Для добывающих необходимо ограничение водопритока (ОВП) путем закачки составов или отсечения, где необходимо, нижних пачек.

Реализация ЗБС предусматривает исходя из структуры остаточных запасов и горно-геологических условий (рисунок 5.29) различный профиль заканчивания ствола: горизонтальный (в массивном коллекторе) или вертикальный с ГРП (в прерывистом коллекторе).

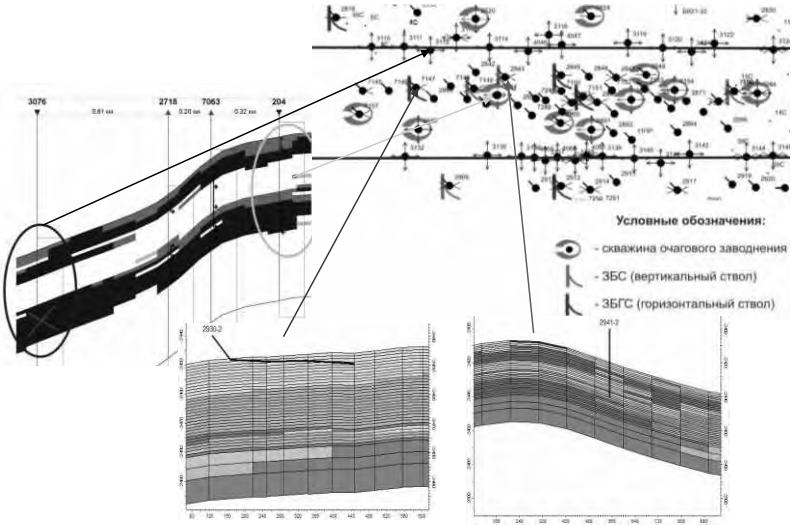


Рисунок 5.29 - Довыработка запасов путем управления закачкой и адресного применения ЗБС

Дальнейшее применение ГРП и целевой вывод из бездействия с интенсификацией режимов добывающих скважин позволит вовлечь застойные зоны.

Прогноз технико-экономических показателей показал, что комплексное применение мероприятий позволяет достичь проектного КИН при положительных денежных потоках, а

вывод из бездействия скважин экономически эффективен только с ГТМ.

Концепция доразработки месторождения:

- Система заводнения:

Цель: *интенсификация выработки прикровельных запасов из застойных зон при увеличении соотношения нагнетательных и добывающих скважин в активных зонах дренирования.*

1. *Адресное воздействие (очаговое заводнение);*
2. *Оптимизация вскрытия в нагнетательных скважинах – изоляция нижних интервалов;*
3. *МУН (циклическое заводнение, пеногазовое воздействие на высокопроницаемые и промытые интервалы).*

- Добывающий фонд:

Цель: *увеличение Квыт за счет увеличения скорости фильтрации, сокращение сроков разработки месторождения за счет интенсификации отборов, что сопровождается увеличением дебита нефти без значительного роста обводненности, вовлечение в разработку слабодренируемых зон:*

1. *ФОЖ;*
2. *Вывод из бездействия;*
3. *ГТМ: ГРП, ОПЗ, ЗБС и ЗБГС;*
4. *ОВП.*

Таким образом, концепция доразработки основана на интегрированном массированном гидродинамическом регулировании, оптимизации ППД путем регулирования вскрытия и адресном воздействии в районах добывающих скважин на локализованные запасы.

5.3. Способ разработки мнгого пластовой залежи при наличии высокопроницаемого пропластка с применением гидравлического разрыва пласта

Как известно на Талинской площади Красноленинского месторождения эксплуатационный объект ЮК10 в среднем имеет три пропластка, один из которых имеет высокую проницаемость, превышающую среднюю по пласту в три и более раз и называется “супер-коллектором”.

Фактическое распределение «супер-коллектора» намного сложнее. Так по одной из гипотез ранее считалось, что отложения шеркалинской свиты формировались в условиях речной долины и эстуария. В результате проведенного систематического исследования керна обоснована фациальная модель отложений пойменно-озерной долины с аллювиальными фанами (конусами выносов), фан-дельтами и осыпями.

Тем не менее, по любой из гипотез наиболее проницаемая часть осадков находится в самой нижней из трех пачек - пачке «с».

При анализе материалов результатов ГРП на шеркалинской свите получена зависимость (рисунок 5.30) между начальным дебитом жидкости и максимальной проницаемостью «супер-коллектором» пласта ЮК10. В анализе участвовало свыше 300 скважин, построенных на пласт ЮК10. Как видно между дебитом жидкости и максимальной проницаемостью «супер-коллектора» существует обратная зависимость с корреляционным отношением равным 0,6.

Получена так же зависимость между начальным удельным дебитом жидкости на тонну закаченного при ГРП проппанта и максимальной проницаемостью (рисунок 5.31). Получена обратная зависимость с корреляционным отношением равным 0,7.

Такой вывод, о наличии обратной зависимости дебита жидкости от максимальной проницаемости «супер-коллектора» связан с особенностью формирования трещины при наличии в коллекторе высокопроницаемого пропластка.

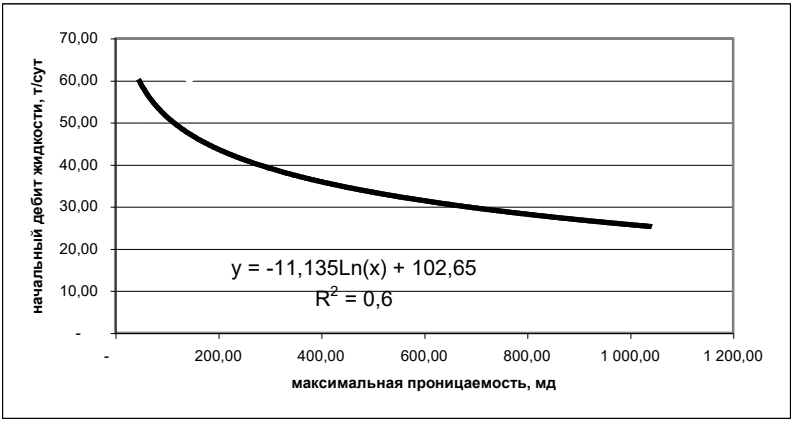


Рисунок 5.30 - Зависимость между начальным дебитом жидкости и максимальной проницаемостью «супер-коллектора»

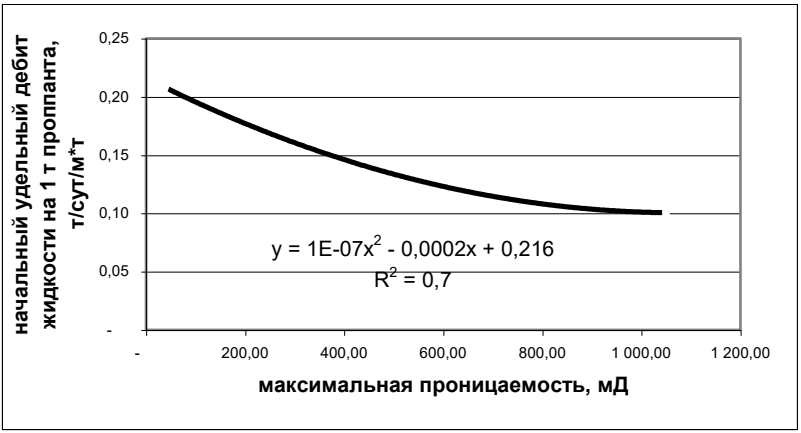


Рисунок 5.31 - Зависимость между удельным дебитом жидкости на тонну проппанта и максимальной проницаемостью «супер-коллектора».

Такое положение возможно связано с тем, что приоритетом при создании трещины ГРП является интервал высокопроницаемого пропластка, а не матрица коллектора.

Данный вывод позволяет обосновать техническое решение по разработке многопластовой залежи, имеющей высокопроницаемый пропласток и превышающий среднюю проницаемость пласта в три и более раза.

Таким образом, предлагается на многопластовой залежи, имеющей высокопроницаемый пропласток:

- Производить в низкопроницаемом интервале, разделенном глинистым разделом толщиной три и более метров, гидравлический разрыв пласта. При этом для повышения качества цементирования и создания оптимальной трещины гидроразрыв ствол скважины в зоне продуктивного (эксплуатационного пласта) проводится вертикально.

- После отбора проектного объема нефти из низкопроницаемого интервала вскрывается перфорацией высокопроницаемый пропласток.

- Для создания вертикальной фильтрации в высокопроницаемый пропласток бурится в низкопроницаемом интервале боковой горизонтальный ствол с последующим поинтервальным гидроразрывом с предварительной резкой щелевых каналов. При этом толщина глинистой перемычки должна быть менее трех метров.

Предложенное техническое решение проиллюстрировано на рисунке 5.32.

Данное технологическое решение позволит добыть дополнительный объем нефти из низкопроницаемого интервала пласта и повысить коэффициент нефтеотдачи пласта в целом на 5-7%. Решение защищено патентом РФ [19].

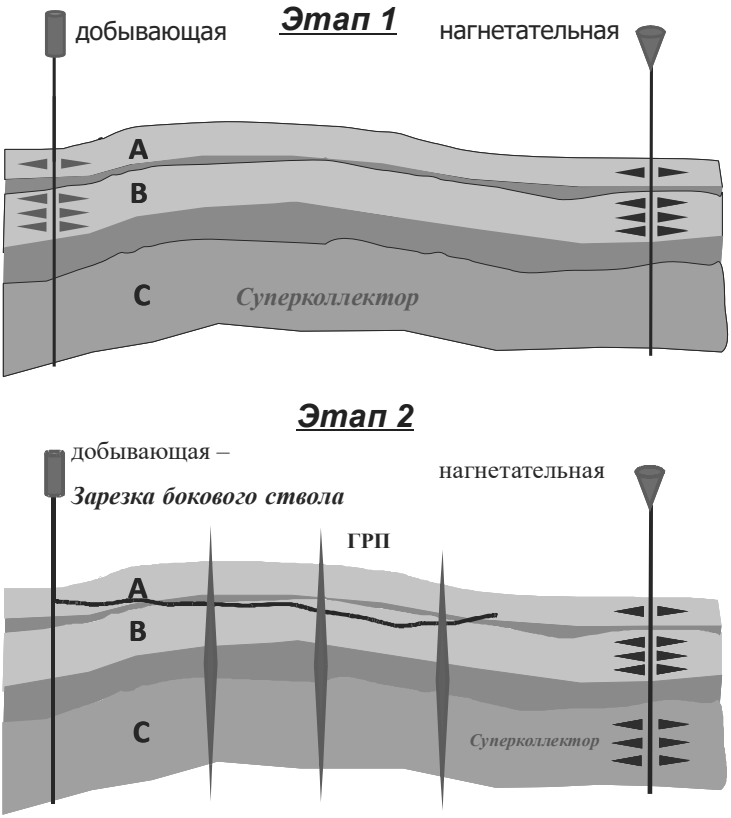


Рисунок 5.32 - Технологическое решение по довыработке запасов шеркалинской свиты Талинской площади.

Как отмечалось ранее, актуальными являются и предлагаемые технологии пеногазового воздействия на шеркалинской свите, где крайне необходимо в отдельных пропластках обеспечить пенную блокаду и перераспределить потоки на как можно большем удалении от нагнетательных скважин для обеспечения отклонения потоков и перераспределении их в матрицу коллектора.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1 Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1972. - 226 с.

2 Горбатова Л.Н., Соляков Ю.В., Швецов И.А. Влияние пены на проницаемость пористой среды для воды Труды КНИИНП. - Куйбышев, 1966. – № 35. С. 90-97.

3 Федорако А.Б, Тумасян А.Б, Бабалян Г.А. Локальный метод воздействия растворами ПАВ на пласты с целью повышения производительности малодебитных скважин. РНТС «Нефтепромысловое дело», № 4, 1974, С. 9-12.

4 Швецов И.А. Исследование нефтеотдачи на неоднородных моделях пласта при закачке пены // Тр. ВНИИнефть – М., 1968.- № 33. – С. 110-115.

5 Швецов И.А. Исследование нефтеотдачи на неоднородных моделях пластов при закачке пены // Тр. КНИИНП. – Куйбышев, 1966. – С. 67-77.

6 Швецов И.А., Горбатова А.Н., Соляков Ю.В. Исследование фильтрационной характеристики пены при ее фильтрации в пористой среде.
Тр. ВНИИнефть. – М.: Недра, 1968. – № 32. – С. 83-87.

7 Швецов И.А., Горбатова А.Н., Тимофеева Б.В. Исследование пены как агента, улучшающего эффективность заводнения Тр. КНИИНП. - Куйбышев, 1968.- №. 38. –42 с.

8 Швецов И.А. Лабораторные исследования нефтеотдачи пластов при закачке пены в слоисто-неоднородные пласты. Тр. ВНИИНП Куйбышев, -1966.

9 Арзуманов Г.В., Горбатова А.Н., Григоращенко Г.И., Жуков Д.М. и др. Результаты опытно-промышленной очаговой закачки воды и пены в пласт Б Сызранского нефтяного месторождения Нефтяное хозяйство. 1972. № 1. С. 50-53.

10 Максимович Г.К. Вытеснение нефти из пласта пеной. Нефтяное хозяйство, 1963. № 1.

11 Васильев В.К., Быкова, А.А. Устойчивость пены под давлением Нефтепромысловое дело. – 1976. - № 5. - С. 27-28.

12 Лютин Л.В., Бурдынь Е.А. Вопросы использования поверхностно – активных веществ для регулирования процессов вытеснения нефти водой и увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1968.

13 Лютин Л.В. Исследование поведения пен в пористой среде и определение путей их использования для увеличения нефтеотдачи // Вопросы интенсификации разработки и увеличения нефтеотдачи нефтяных месторождений СССР. - М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.

14 Кругляков П.М., Ексерова Д.Р. Пена и пенные пленки М.: Химия, 1990. 426 с.

15 Шароварников А.Ф. // Коллоидный ж. – 1981, № 4, С. 80-92.

16 РД 39-393433456-002-01. Временная инструкция по испытанию бустерной установки УБ14-125х25КД в технологиях освоения скважин и выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах пенными составами / ОАО СибИНКор, Тюмень, 2001, 76 с.

17 Ручкин А.А. Повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий (на примере гидродинамически связанных коллекторов Самотлорского месторождения): Дисс. на соискание ученой степени канд. техн. Наук.- Тюмень, 2003.- 148с.

18. Способ повышения продуктивности добывающих скважин пластов Патент № 2172823. Заявл. 2000 №2000119806,

опубл. 2001, патентообладатель ОАО «СибИНКор», соавт. Старкова Н.Р., Бриллиант Л.С., Ручкин А.А.

19. Способ повышения производительности скважин. Патент № 2175052. Заявл. 9.02.2000 г. № 2000103335/03, опубл. 20.10.2001 г., патентообладатель ОАО «НК Приоритет», соавт. Ручкин А.А., Мосунов А.Ю., Козлов А.И.

20. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. Патент № 2266400. Заявлено 9.02.2001 г. № 2002125849, патентообладатель ЗАО «ТИНГ», соавт. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ященко С.А., Ручкин А.А., Ахметов А.Т., Амелькин С.В., Феклистов В.И., Шнайдер А.В.

21. Способ разработки нефтяных месторождений. Патент № 2236569. Заявлено 9.02.2001 г. № 2002125850, патентообладатель ЗАО «ТИНГ», соавт. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А., Федоров М.В., Ахметов А.Т., Амелькин С.В., Феклистов В.И., Шнайдер А.В.

22. Способ повышения нефтеотдачи пластов. Патент № 2290503. Заявлено 05.02.2003 г. № 2003103423, патентообладатель ЗАО «ТННЦ», соавт. Ягафаров А.К., Клещенко И.Я., Кузнецов Н.П., Мотовилов Ю.В., Войков Г.Г., Кудрявцев И.А., Ерка Б.А., Ручкин А.А., Корабельников А.И.

23. Дополнение к Проекту разработки Ершового месторождения. ООО «ТННЦ». Пуртова И.П., Ручкин А.А, Леванов А.Н. - Тюмень, 2008 г.

24. Способ разработки многопластовой залежи при наличии высокопроницаемого пропластка с применением гидравлического разрыва пласта. Патент № 2374435. Заявлено 23.08.2007 г. № 2007132052, патентообладатель ООО «ТННЦ», соавт. Кузнецов Н.П., Пуртова И.П., Саунин В.И., Вагнер А.М., Ручкин А.А