

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
(ТюмГНГУ)

На правах рукописи



ИСЛАМОВ ДАВЛЕТ ЭРЕДЖЕПОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ОПЕРАЦИЙ ПО ГИДРОРАЗРЫВУ ПЛАСТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, с.н.с
Карнаухов М.Л.

Тюмень – 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	9
1.1 Особенности применения ГРП на месторождениях нефти и газа.....	9
1.2 Анализ результатов применения ГРП.....	10
2 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ И ГАЗА.....	18
2.1 Состояние проблемы применения ГРП в практике разработки месторождений нефти и газа.....	18
2.2 Особенности воздействия на пласт методами ГРП.....	27
2.3 Моделирование процессов движения жидкости в пласте и трещине и определение продуктивности скважин с ГРП	30
2.4 Определение скин-эффекта	36
3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА.....	40
3.1 Состояние проблемы.....	40
3.2 Особенности движения жидкости в системе «пласт-трещина-скважина» при притоке и при закрытии скважины на КВД	42
3.3 Влияние ствола скважины и скин-эффекта на КВД.....	57
3.4 Разработка метода интерпретации результатов ГДИ в скважинах с ГРП.....	62
3.5 Гидродинамические исследования скважин с гидроразрывом пласта.....	65
3.6 Практика исследования гидроразрывных скважин.....	36
3.7 Моделирование процессов восстановления давления в пласте и скважинах с ГРП.....	90
4 ПРИМЕНЕНИЕ ТМС ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН С ГРП.....	103

4.1 Пример применения ТМС с записью давлений на приемах насосов.....	104
4.2 Пример записи давлений с применением ТМС в горизонтальной скважине с применением в ней гидроразрывов пласта.....	106
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	114

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли России наблюдается падение добычи нефти. Для поддержания добычи на высоком уровне и для его повышения в эксплуатацию вовлекается все большее число новых месторождений. Однако эти месторождения, как правило, являются низкопроницаемыми и неоднородными. Разработка таких залежей ведется с применением методов интенсификации притока пластовой жидкости к забоям скважин, наиболее распространенным из которых является гидроразрыв пласта (ГРП).

ГРП позволяет существенно повысить продуктивность скважин вследствие создания глубоких трещин в пласте с заполнением их проппантом – каналов высокой проводимости, соединяющих продуктивную часть пласта со скважиной.

Созданы теоретические основы и разработаны технологические приемы формирования глубокопроникающих в пласт трещин (длиной до 1000 и более метров). Все это позволило внедрить в России в практике разработки нефтяных месторождений ГРП как основного метода интенсификации скважин.

Степень разработанности проблемы

Несмотря на решение технических задач создания различных трещин в пласте, в то же время не так глубоко изучены вопросы прогнозирования ожидаемой продуктивности скважин с ГРП.

Методология проектирования таких операций ГРП ограничена рассмотрением лишь простых идеальных моделей притока жидкости через трещину в скважину из дальних зон пласта. Не учитываются реальные горно-геологические условия, не совпадающие с теми условиями, при которых «сконструированы» модели фильтрации для проектирования процессов ГРП.

Не решена проблема оценки продуктивности гидроразрывных скважин и интерпретации КВД. Поэтому совершенствование способов

расчета продуктивности и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах с ГРП является актуальной проблемой и для нефтегазовой отрасли.

Цель работы: совершенствование методов проектирования операций по гидроразрыву пластов для повышения продуктивности скважин.

Основные задачи исследования

1. Создание гидродинамической модели движения жидкости в пласте, трещине, скважине, учитывающей реальные фильтрационно-емкостные параметры трещины для решения различных стационарных и нестационарных задач, связанных с гидроразрывом пласта.

2. Разработка методики оценки продуктивности скважин в зависимости от длины и гидропроводности трещин гидроразрыва.

3. Совершенствование методов интерпретации КВД при исследованиях скважин с трещинами ГРП.

4. Разработка новой технологии изучения характеристик пласта на основе средств телеметрии.

Научная новизна выполненной работы

Изучение процессов движения жидкости в пласте и скважине до и после ГРП с применением численного моделирования показало, что при планировании операций ГРП на месторождении необходимо принимать во внимание характер изменения скин-эффекта после гидроразрыва пласта. Режимы операций ГРП должны подбираться исходя из вычислений скин-эффекта и других параметров пласта.

Разработан метод интерпретации данных испытания скважин с ГРП, базирующийся на решении задачи о сложном потоке жидкости в пласте при различных конфигурациях трещин с непостоянной проводимостью.

Разработаны методы комплексного изучения ГДИ в скважинах с ГРП, позволяющие определить фильтрационные характеристики трещины и пласта в плоскопараллельной и радиальной зонах фильтрации.

Показаны возможности применения телеметрических систем (ТМС) с замером давлений на приемах насосов для оценки характеристик пластов в дальних зонах фильтрации.

Теоретическая значимость работы

Получены новые зависимости продуктивности скважин после гидроразрыва пласта от длины трещин и проницаемости пласта, учитывающие также скин-эффект, имевший место до ГРП. На основе численных методов решена задача о распределении давления по длине трещины в зависимости от ее проницаемости. Показано, что в трещинах с проницаемостью до 5-10 мД перепады давления достигают значений более 5 МПа. Обоснованы зависимости условного скин-фактора от длины и проницаемости трещины.

Разработаны способы определения характеристик пласта и трещины для плоско-параллельной и радиальной зон фильтрации.

Впервые показаны возможности выполнения ГДИ на основе телеметрических систем с датчиками, установленными на приеме насосов, которые обеспечивают продолжительный замер давлений. Показано, что при этом возможно определить свойства пласта в дальних зонах фильтрации.

Практическая значимость работы

Заключается в разработке гидродинамической модели движения жидкости в системе «пласт-трещина-скважина» для оценки параметров пластов, дебита скважин и интерпретации данных гидродинамических исследований таких скважин. На основе предложенных моделей выполнен анализ работ на Тагринском и Хохряковском месторождениях.

Методология и методы диссертационного исследования

В ходе проведения диссертационного исследования применялись методы теоретического и эмпирического познания, заключающиеся: в классификации и анализе существующих моделей ГРП, в применении математического и численного моделирования работы скважины с

трещинами гидроразрыва, в измерении и анализе промысловых данных работы скважин с ГРП.

Основные защищаемые положения

1. Методика определения увеличения продуктивности скважин при проведении ГРП.
2. Методика комплексной интерпретации результатов ГДИ в скважинах с ГРП.
3. Методика изучения параметров трещины и пласта на основе ТМС.

Степень достоверности результатов проведенных исследований

Достоверность защищаемых положений определяется результатами, полученными при интерпретации данных гидродинамических исследований скважин Самотлорского, Хохряковского и Тагринского месторождений.

В качестве инструмента для решения поставленных задач применены методы численного моделирования стационарных и нестационарных процессов фильтрации жидкости к трещине гидроразрыва.

Апробация результатов исследований

Результаты диссертации докладывались и обсуждались на конференциях: Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири (г. Тюмень, ФГУП «ЗапСибНИИГГ», 2006 г.); Проблемы интенсификации скважин при разработке газовых, газоконденсатных месторождений (г. Тюмень, 2008 г. – II научно-техническая конференция SPE); Современные технологии для ТЭК Западной Сибири (г. Тюмень, 2009 г. – III научно-техническая конференция SPE); 63-я Студенческая Всероссийская научная конференция «Нефть и Газ» - 2009» (г. Москва, РГУ им. Губкина, 2009 г.); на ежегодных конференциях ТюмГНГУ (2006–2009 гг.) и на заседаниях кафедр «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений» и «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи» в Институте геологии и нефтегазодобычи ТюмГНГУ (2007–2014 гг.).

Публикации

Результаты выполненных исследований отражены в 11 печатных работах, в том числе четыре статьи в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Особенности применения ГРП на месторождениях нефти и газа

Опыт работ последних лет показал, что интенсификация скважин с применением ГРП стала одним из главных методов воздействия на пласт.

Гидроразрывы пластов стали применяться от единичных операций на месторождениях во всех нефтяных компаниях, работающих в Западной Сибири (1985-1990-е годы), до сотен и тысяч операций в год на некоторых месторождениях с практически полным охватом воздействием всех необводненных или малообводненных скважин (в 2000-2012 годах). На первых этапах канадская фирма «Фрекмастер» осуществляла внедрение операций ГРП во всех нефтяных районах Тюменской области. Позже в Западной Сибири появились и другие ведущие западные фирмы, такие как Халлибуртон, Шлюмберже, Би-Жди и др., выпускающие оборудование для ГРП и осуществляющие сервисное обслуживание операций по заказам нефтяных компаний.

Анализ результатов проведения более 25000 ГРП на территории Западно-Сибирского нефтяного региона позволяет отметить следующее. На первых этапах освоения метода успешность операций составляла во многих районах более 90%, так как всегда было возможно подобрать из числа низкопродуктивных скважин скважины с большими остаточными запасами. Затем, по мере охвата гидроразрывами все большего и большего фонда скважин, под ГРП стали планироваться и скважины проблемные, то есть скважины либо обводненные, либо имеющие сложную структуру коллекторов и т. д.

Гидроразрыв пласта оказывает сильное стимулирующее действие на режим работы окружающих скважин, есть множество примеров, когда доля вклада окружающих скважин в получение дополнительной добычи нефти превышала 30%. Наблюдался рост стимулирующего воздействия в расчлененных пластах, в застойных или недренируемых зонах пласта.

Снижение же дебита жидкости после ГРП во многих скважинах чаще всего происходило из-за несоответствия между закачкой и отбором жидкостей, то есть из-за неэффективной системы ППД.

В неоднородных и низкопроницаемых коллекторах результаты проведения ГРП неоднозначны: имеются примеры как положительного эффекта после проведения ГРП в скважинах, приближенных к нагнетательным, так и множество отрицательных. В однородных продуктивных пластах увеличение длин трещин и их приближение к нагнетательным скважинам может привести к отрицательному результату, связанному с резким ростом обводненности.

В целом, наряду с успешными повсеместно встречается множество неудачных работ, связанных, как правило, с преждевременным обводнением скважин. Нередки и операции, заканчивающиеся прямым ущербом, когда после ГРП не только не повышается продуктивность скважин, но они полностью обводняются с проблематичным осуществлением работ по водоизоляции притоков.

1.2 Анализ результатов проведения ГРП

Все это показывает необходимость тщательного изучения принципов подбора скважин, особенностей технологии проведения операций и влияния окружающих скважин.

Факторы, определяющие целесообразность применения ГРП

Основным фактором, определяющим необходимость проведения ГРП в скважинах, является неполучение на них ожидаемого в соответствии с регламентами бурения скважин (известными коллекторскими свойствами пласта) дебита нефти. Низкая продуктивность скважин обычно связана с повреждением призабойной зоны пласта, вызванным действием промывочной жидкости при бурении, закупоркой пор пород во время эксплуатации, глушением скважин при подземных и капитальных ремонтах. Невысокая продуктивность скважин также может быть связана с низкими коллекторскими свойствами призабойной зоны пласта. Возможно также

снижение проницаемости в ПЗП за счет деформации коллекторов, имеющих высокую глинистость и подверженных наиболее высоким перепадам давления в ПЗП.

Поэтому при планировании ГРП немаловажной задачей является оценка причины неполучения проектных показателей добычи нефти в конкретных скважинах.

Механизм распространения трещин в пласте

Поскольку реальные объекты, как правило, имеют сложную структуру, и условия проведения операций не идеальны, то упрощенные приемы расчета и планирования операций ГРП не всегда дают положительный результат.

При проведении ГРП не на один массивный пласт, а на пласт из нескольких пропластков разной толщины, разделенных глинистыми перемычками, трещина формируется, как показано в работе [109], в наиболее широком пропластке.

При наличии нескольких пропластков в интервале перфорации – двух, трех и более – продуктивность после ГРП не соответствует той продуктивности, которая должна была быть при разрыве всех этих пропластков. Наш анализ показал, что продуктивность, как правило, соответствует разрыву только одного из пропластков.

Если наиболее широкий пропласток находится в нижней части пластового массива, то не исключен прорыв трещины через глинистую перемычку в подошве пласта толщиной от 3-4 до 10 метров, отделяющую этот пласт от нижележащего водонасыщенного пласта. То есть перемычка не всегда способна удерживать распространение трещины вниз при разрыве слоистого пласта. Анализ результатов гидроразрыва пластов на различных месторождениях Сибири подтверждает сделанные выше выводы.

То, что только один из пропластков подвергается разрыву, объясняется тем, что во всех пропластках микротрещины не могут раскрыться одновременно при достижении давления в скважине, превышающего

напряжение сжатия горных пород, в процессе повышения интенсивности нагнетания при закачке рабочих агентов в начале операции. Когда в одном из пропластков образуется трещина, то она начинает поглощать закачиваемую жидкость, в результате чего происходит резкое падение давления на устье, а дальше закачка ведется при новом значении давления, меньшем давления разрыва пласта-коллектора. В этих условиях микротрещины в соседних пропластках не могут раскрыться с образованием новых трещин. Образовавшаяся трещина в одном пропластке начинает распространяться вглубь пласта и расширяться в пределах самого пропластка. Если трещина при расширении достигает тонкой глинистой перемычки, и при этом продолжается закачка рабочих агентов, то встреченная перемычка может «лопнуть». Тогда трещина распространяется в соседний пропласток, одновременно развиваясь в глубь пласта. Однако надо иметь в виду, что глубина распространения трещины в новом пропластке будет меньше, чем в основном пропластке. Таким образом, пропластки, наиболее удаленные от основного с образовавшейся трещиной, могут иметь незначительное распространение трещины вглубь пласта или могут совсем не иметь трещины. Конфигурация трещины зависит от толщины пропластков и их распространения, а также от того, какой из пропластков будет разорван первым.

Примером может служить график добычи нефти до и после ГРП в скважине 25710 Самотлорской (рисунок 1.1).

Пласт состоял из нижнего шестиметрового пропластка, выше был расположен двухметровый пропласток, отделенный тонкой глинистой перемычкой, затем еще выше находились два пропластка по 1,5 м шириной, разделенные между собой большой глинистой перемычкой (3 м). По стандартным расчетам увеличение добычи нефти должно было составить не менее 100 т/сут нефти при закачке 34-х т пропанта. Однако по результатам ГРП дебит нефти остался на прежнем уровне – около 7 т/сут.

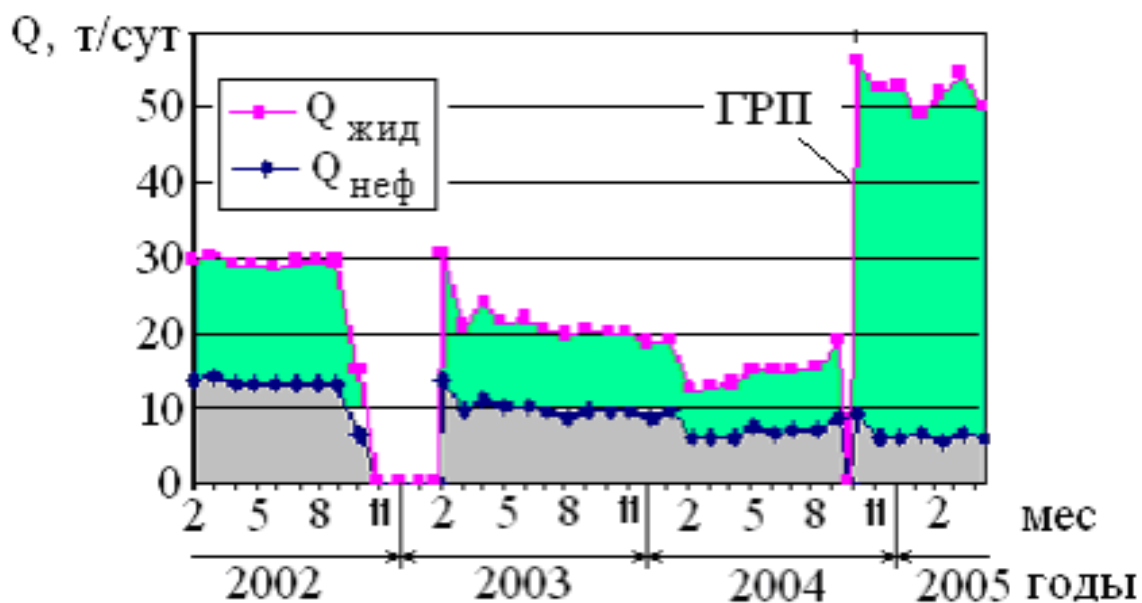


Рисунок 1.1 – Графики добычи нефти в скважине 25710 до и после ГРП

При этом скважина стала работать с водой, дебит по воде составил 40 т/сут. Это означает, что трещина не попала в продуктивный пласт, а ушла в нижележащий пласт, откуда и пошел основной поток воды.

Приведенный пример показывает, что прогнозирование увеличения добычи нефти при ГРП на основе проектирования конфигурации трещины по стандартной схеме, предполагающей формирование одной трещины на всю продуктивную толщу пласта, на самом деле привело к отрицательному результату.

Трещины очень часто распространяются в нижележащие пропластки. И если эти пропластки оказываются обводненными, то вместо ожидаемого существенного увеличения дебита нефти скважина запускается в работу с сильной обводненностью. В итоге не только не достигается положительный эффект, но и наносится прямой ущерб.

При наличии нескольких пропластков в интервале перфорации (двух, трех и т.д.), как видно из опыта применения гидроразрыва на месторождениях Западной Сибири, конечная продуктивность после ГРП не соответствует увеличению продуктивности, которая должна быть при

разрыве всех пропластков. Продуктивность соответствует разрыву только одного пропластка.

Взаимодействие скважин при разработке месторождений с массовым проведением ГРП

Часто основанием для выбора скважин для проведения ГРП являются показатели работы соседних скважин.

При разработке месторождений с повсеместным проведением ГРП существенно изменяется режим работы окружающих скважин, расположенных в 300-500 м от скважины с ГРП. При хорошей гидродинамической связи между скважинами происходит снижение дебитов в высокопродуктивных соседних скважинах. Объяснением этому может быть то обстоятельство, что при работе нескольких продуктивных скважин на одном участке нагнетательные скважины не успевают создавать необходимый энергетический режим для всех скважин, и происходит перераспределение основных потоков в сторону скважины с ГРП.

На рисунке 1.2 показан пример, когда с целью увеличения отборов нефти на одном из участков пласта Муравленковского месторождения были выполнены ГРП в малопродуктивных уплотняющих скважинах 8336 и 8337. Эти скважины стали работать с высокими дебитами, превосходящими даже дебиты соседних скважин – 557 и 558. Однако в течение последующих (после ГРП) месяцев выяснилось, что соседние скважины 557 и 558 быстро снизили свои дебиты, и затем первая оказалась в бездействии, а вторая перешла в категорию низкодебитной. В целом же получилось так, что просто сменили скважины, которые осуществляли основные отборы нефти на этом участке, и существенного увеличения темпов выработки последнего не произошло.

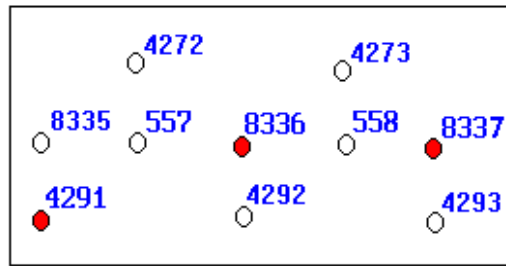


Схема расположения скважин

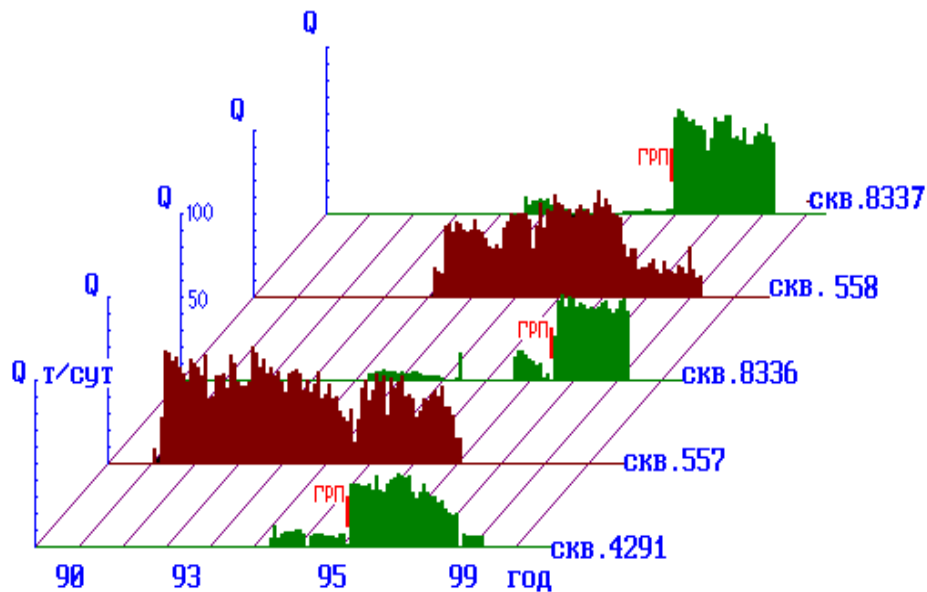


Рисунок 1.2 – Влияние ГРП на работу соседних скважин

Этот опыт применения ГРП показал необходимость учета множества факторов при планировании операций по интенсификации скважин.

Расчет ожидаемой продуктивности скважин после ГРП при наличии скин-эффекта

При ГРП образуется трещина в пласте, и около скважины формируется зона активной фильтрации – потоки жидкости устремляются к трещине и затем по ней, как по высокопроницаемому каналу, направляются в скважину. В результате продуктивность скважины резко возрастает.

При замерах дебитов в скважинах никогда не ясно, связан ли низкий дебит с загрязнением пласта или с низкими его коллекторскими свойствами. Если загрязнен, то неясно, насколько глубоко загрязнение, поэтому расчет

ожидаемой продуктивности скважин после ГРП при наличии скин-эффекта затруднен.

Параметры проницаемости и скин-эффекта можно получить только на основе проведения нестационарных исследований (например, с записью КВД). Однако практически осуществлять такие исследования не представляется возможным, так как невозможно спускать манометры на забой из-за наличия в скважинах глубинных насосов.

Интерпретация кривых восстановления давления, получаемых при ГДИ до и после ГРП

Что касается ГДИ с записью КВД, проводимых в скважинах, подверженных ГРП, то на сегодняшний день нет четко принятых гидродинамиками представлений о способах анализа и интерпретации регистрируемых диаграмм давления. Пока общепринято следующее представление о реагировании скважин с трещиной на режим их работы при пуске или остановке. Движение жидкости в зоне пласта, близлежащей к трещине, как предполагается, имеет плоско-параллельную природу и направлено перпендикулярно к трещине, а в удаленной зоне – на расстоянии, в два раза превышающим длину трещины, – радиальную. Такой упрощенный подход позволил свести процедуру анализа и интерпретации КВД к выявлению наличия на КВД участков, отражающих как линейный процесс фильтрации, так и радиальный. На основе этого интерпретаторы и рассчитывают параметры пласта. Однако, как показывает практика, эти режимы в явном виде редко встречаются на практике, что следует из анализа множества полученных в промысловых условиях КВД. Требуется серьезное изучение этих процессов с целью получения обоснованных методов анализа и интерпретации реально полученных на скважинах КВД.

Критерии подбора скважин для проведения ГРП

Важными вопросами при проведении массивованных ГРП являются выбор скважин для такого рода операций, оценка продуктивных

характеристик их работы и выявление особенностей работы всей системы скважин в районе скважины с ГРП.

Рассмотренные здесь основные проблемные вопросы ГРП и являются предметом изучения в диссертации.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ

2.1 Состояние проблемы применения ГРП в практике разработки месторождений нефти и газа

Как это было упомянуто в разделе 1, ГРП как метод воздействия на ПЗП стал основным методом интенсификации нефти.

ГРП непрерывно совершенствуется в теории и практике. Особенно эффективен ГРП при активизации месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

Несмотря на то, что к настоящему времени опубликовано множество статей и известно несколько фундаментальных монографий по технологии ГРП и определению продуктивности скважин – Г.Ч. Говарда и К.Р. Фаста (США, 1970 г.), М.Ж. Экономидеса и К.Н. Нотла (США, 1989 г.) и др., остается много вопросов о выборе оптимальной технологии ГРП, оценке свойств пласта с созданными трещинами при ГРП и определении прогнозных дебитов.

Обычно потенциал гидроразрыва пласта связывается с объемом жидкости, закачиваемой в пласт, который имеет широчайший диапазон – от 2 (минигидроразрыв для образования коротких трещин) до 10000 м³ с закачкой более 2000 т пропанта (массированный гидроразрыв). Значительная стоимость массированного гидроразрыва требует качественного и совершенного проектирования. Несмотря на достижения в теории и практике ГРП, в проектировании операций гидроразрыва остается много вопросов по форме трещины, ее размерах, симметрии крыльев, направлению, проводимости и т.д. Современные способы прямого определения свойств породы и поля напряжений для определения направления и геометрии трещин пока не созданы.

В настоящее время принята модель трещинообразования в виде двух крыльев, вертикально распространяющихся в противоположных от скважины

направлениях. Считается, что горизонтальные трещины образуются на глубинах менее 600 м. Поэтому такая форма трещин не рассматривается при планировании операций ГРП в глубоких нефтегазодобывающих скважинах.

Для определения зависимости продуктивности скважин от длины и проводимости трещины предложены графические и аналитические методы.

Впервые зависимость длины трещины от проницаемости пласта установил Еркин (рисунок 2.1). Из графиков видно, что в пластах с проницаемостью более 1 мД требуется трещина длиной менее 200 м; для сверхнизкой проницаемости длина трещины может составлять 900-1200 м. Необходимость создания длинных трещин зависит от проницаемости пласта: в высокопроницаемых пластах трещина должна иметь высокую проводимость и нет необходимости создавать длинную трещину. В низкопроницаемых – наоборот, необходимо иметь длинные трещины.

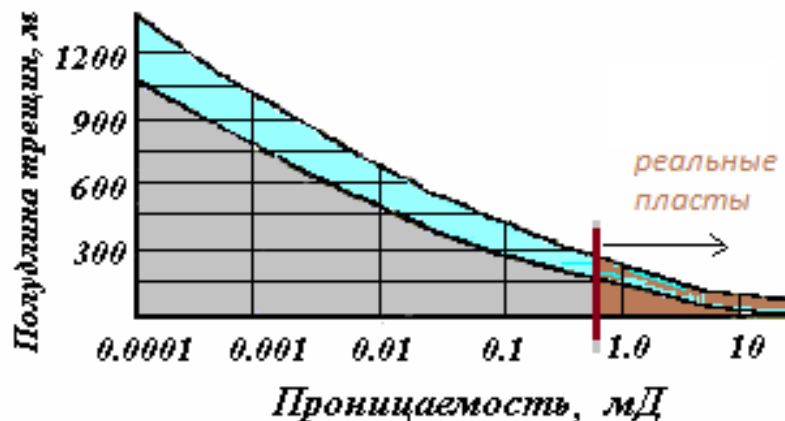


Рисунок 2.1 – График зависимости полудлины трещины от проницаемости пласта

Из мирового опыта применения ГРП известно, что в пластах с высокой проницаемостью после гидроразрыва увеличивается начальный дебит, и в целом разрыв пласта практически не влияет на его конечную газонефтеотдачу. Очевидно, в низкопроницаемых коллекторах гидроразрыв должен существенно повысить нефтеотдачу пласта.

Таким образом, при проектировании технологических режимов проведения гидроразрывов пластов необходимо стремиться к получению оптимальных конфигураций и параметров создаваемых трещин. Особенно проблемно определить направление распространения трещины. При проектировании конструкции трещины в основном подбираются приемлемые материалы (жидкости, присадки и закрепители трещин), определяются объемы, темпы и режимы закачки рабочих агентов.

При планировании операций ГРП необходимо знать:

- площадь дренирования скважины;
- толщину продуктивного пласта;
- величины и распределение по толщине проницаемости, пористости и насыщенности пласта;
- свойства пластовых флюидов;
- пластовые давления и температуры;
- интервал и плотность перфорации;
- зависимость вязкости жидкости разрыва от скорости сдвига и температуры, потери давления на трение в трубах и перфорационных отверстиях, скорость и профиль инфильтрации (отфильтровывание жидкости гидроразрыва из трещины в пласт) жидкости разрыва и ее зависимость от температуры, суммарный коэффициент инфильтрации;
- тип проппанта: степень вдавливаемости в породу, проводимость закрепленной трещины, концентрация проппанта в трещине.

Давление раскрытия или смыкания трещины определяется тестированием.

Стоимость работ по ГРП определяется целесообразностью и экологической оценкой результативности. Показатели ГРП обычно оцениваются в зависимости от длины трещин (рисунок 2.2). Затраты на работы по гидроразрыву пласта увеличиваются с ростом длины трещины. Кривая дохода без стоимости ГРП имеет максимум при некоторой длине

трещины. Его определение является первой оценкой длины трещины проектируемого ГРП.

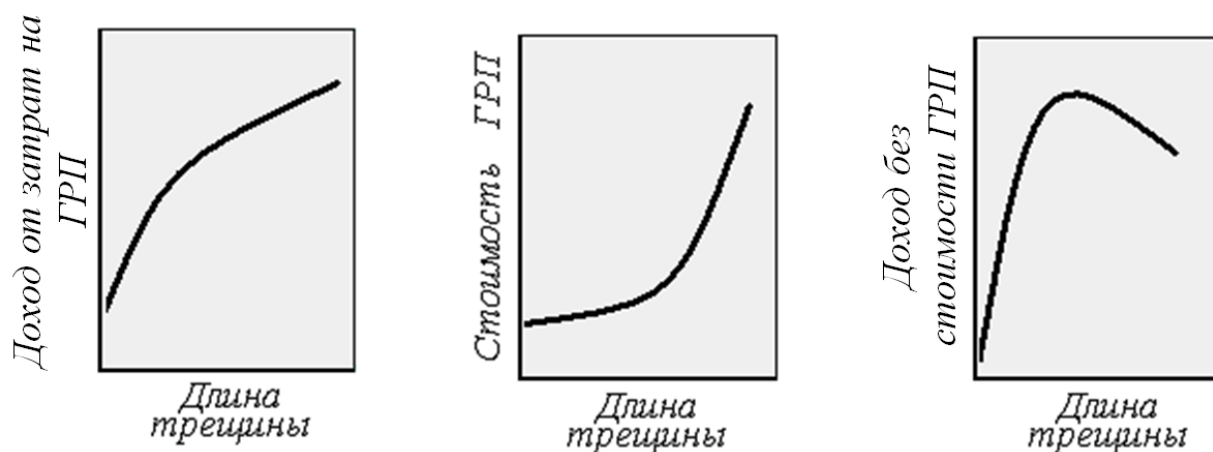


Рисунок 2.2 – Оценка экономической эффективности ГРП в зависимости от длины трещины гидроразрыва

Если стоимость ГРП незначительна по отношению к стоимости бурения, то неточности в планировании таких операций не повлекут большие затраты. Но чаще всего требуется обоснованное проектирование работ, особенно при проведении массивов ГРП.

Первая работа о предполагаемой форме трещины при гидроразрыве была написана Говардом и Фастом [75]. Трещина предполагалась в виде параллелепипеда (рисунок 2.3), равномерно заполненной по всей длине L_T пропантом, а высота трещины равна высоте пласта ($h_T = h$).

По результатам аналогового моделирования распределений потенциала в электролитической ванне получены зависимости изменения продуктивности скважин после проведения в ней ГРП (рисунок 2.4).

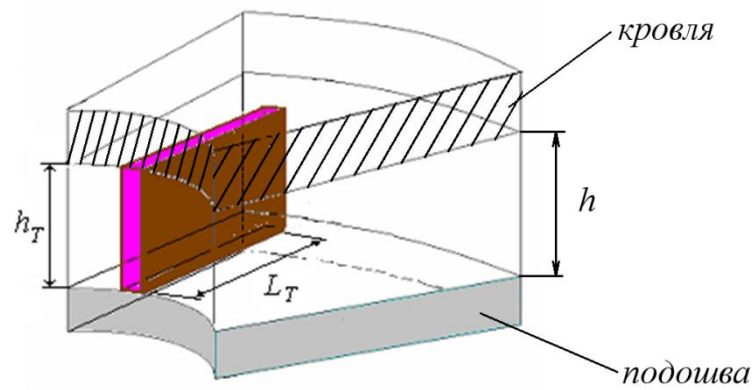


Рисунок 2.3 – Схема трещины в виде параллелепипеда

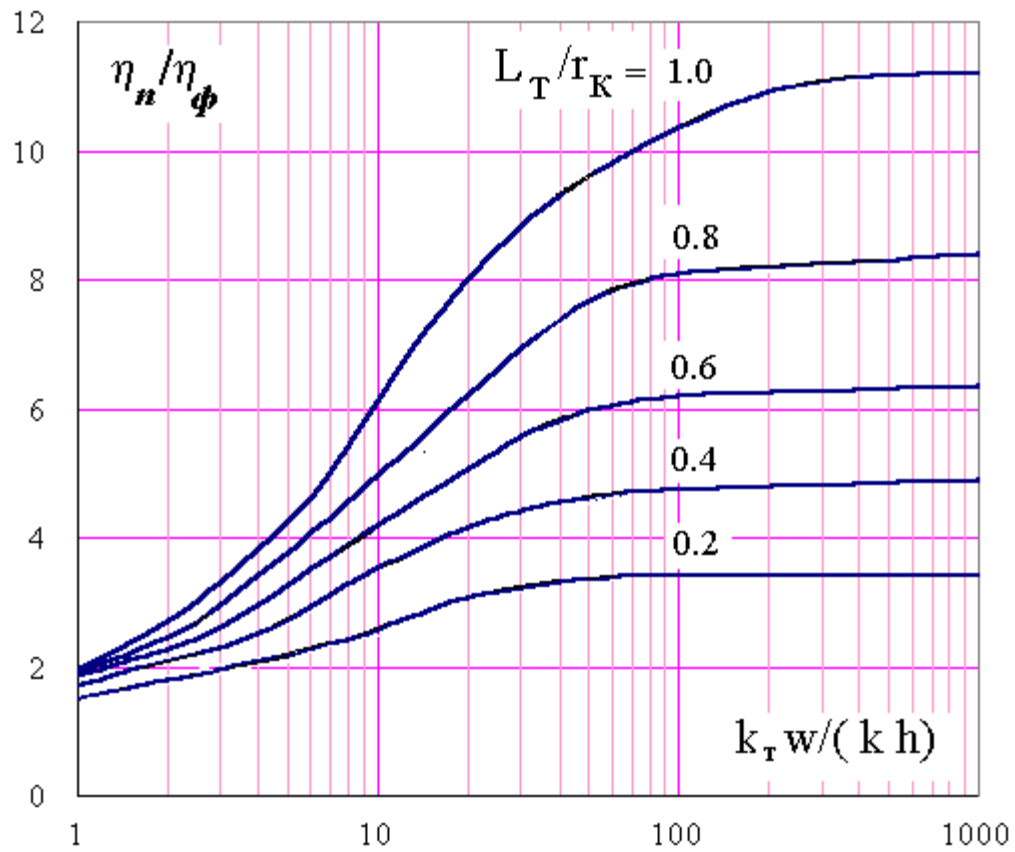


Рисунок 2.4 – Графики увеличения продуктивности скважины в зависимости от $k_m w / (k h)$ и относительной длины трещины L_T / r_k (Мак-Гуэро)

Графики относительной продуктивности скважины $\eta_{\text{послГРП}}/\eta_{\text{доГРП}}$ были построены в зависимости от относительной длины трещины L_T/r_k и от относительной подвижности $\alpha = \frac{K_T \cdot W}{K \cdot h}$.

Спустя десять лет после выхода работы Мак-Гуэро Тинсли и др. построили аналогичные кривые, которые применяются многими сервисными компаниями (Schlumberger, Halliburton и др.) [75] (рисунок 2.5).

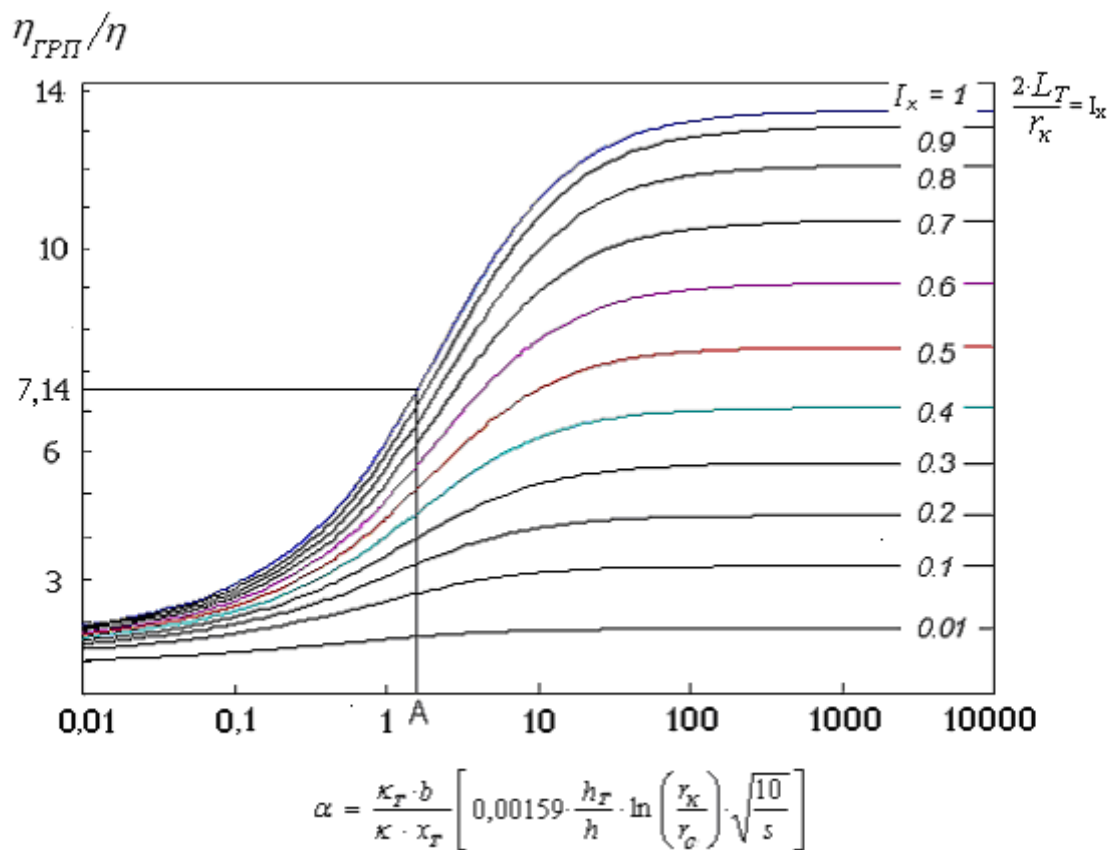


Рисунок 2.5 – Увеличение продуктивности скважин после ГРП

Графики Мак-Гуэро отличаются от графиков Тинсли конструкцией аргумента α . В них главные составляющие – это проницаемости k и k_T и раскрытость. Однако у Мак-Гуэро аргумент связан с толщиной пласта, а у Тинсли – с длиной трещины. В работе Тинсли представлен параметр α вида:

$$\alpha = \frac{k_T \cdot b}{k \cdot L_T} \left[0,00159 \cdot \frac{h_T}{h} \cdot \ln \left(\frac{r_k}{r_c} \right) \cdot \sqrt{\frac{10}{S}} \right],$$

где k и k_T — проницаемость пласта и трещины; b — ширина трещины; h_T, h — высота трещины и толщина пласта; r_k, r_c — радиусы дренирования и скважины; S — площадь дренирования; L_T — полудлина трещины.

В высокопроницаемых пластах (при $\alpha < 1$) при любых длинах трещины дебит в результате гидроразрыва может возрасти не менее чем в 3 раза. Значительное увеличение продуктивности скважины при ГРП может быть при величине функции проводимости α не менее 5. Тогда возможен десятикратный рост дебита. По кривым Тинсли возможно оценить необходимую проводимость закрепленной трещины в зависимости от проницаемостей пласта и трещины.

В теории гидроразрыва стали анализироваться модели трещины в с реальной их конфигурацией. Часто рассматривается схема трещины в виде представленной на рисунке 2.6 - Христиановича С.А., Желтова Ю.П. (1955) и Гиртсма Ж. и Де-Клерка (1969). Трещина в сечении у скважины имеет форму прямоугольника, и в пласт она простирается в виде некоторого клина.

В модели Перкина Т.К. и Керна Л.Р. (1961) и Нордгрена Р.П. (1972) (сокращенно ПКН) трещина у скважины в сечении имеет форму эллипса, а по простиранию в пласте она сужается (рисунок 2.7). Ширина трещины определяется через ее высоту как

$$b \approx \frac{h_T \cdot p}{E},$$

где p — давление в трещине, E — модуль Юнга.

При проектировании операции закачки рабочих агентов конфигурация трещины выбирается как на рисунке 2.8.

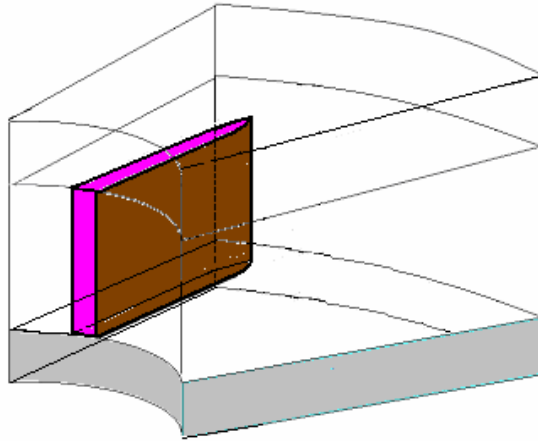


Рисунок 2.6 – Схема трещины по Христиановичу-Желтову-Гирстму (ХЖГ)

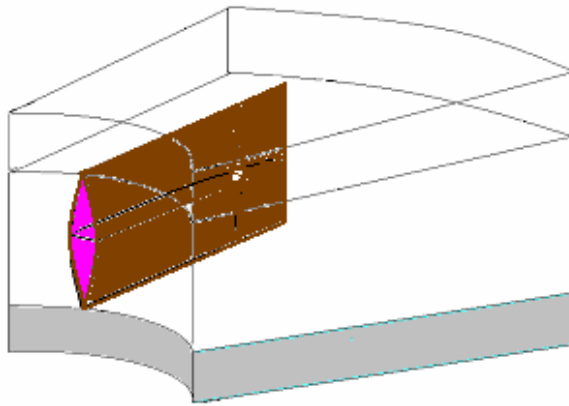


Рисунок 2.7 – Схема трещины по Перкину-Керну-Нордгену (ПКН)

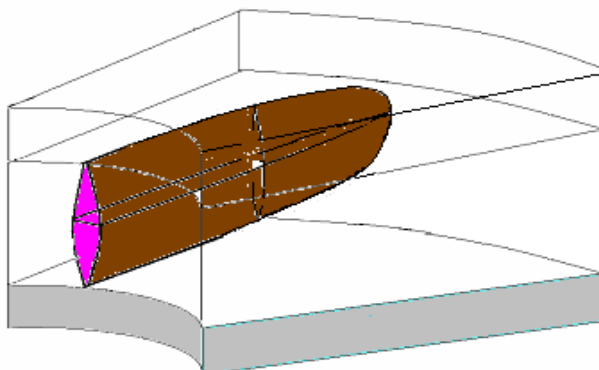


Рисунок 2.8 – Схема «эллиптической» трещины

В модели ХЖГ высота трещины определяется через ее длину:

$$b \approx \frac{x_f \cdot P}{E}.$$

Уравнение для течения ньютоновской жидкости в щели имеет вид:
 модель ПКН:

$$P \approx \frac{(E^3 \mu \cdot q_i \cdot x_f)^{1/4}}{h_f},$$

модель ХЖБ:

$$P \approx \frac{(E^3 \mu \cdot q_i \cdot x_f)^{1/4}}{(h_f)^{1/4} \cdot (x_f)^{1/2}},$$

где μ – вязкость; q_i – интенсивность закачки.

В модели ПКН, давление в трещине пропорционально корню четвертой степени из ее длины. В модели ХЖБ давление пропорционально корню в второй степени из длины.

Ширина трещины в модели ПКН меньше ширины в модели ХЖГ, поэтому согласно модели ПКН трещина должна быть более протяженной по сравнению с моделью ХЖГ.

Для проектирования ГРП важно знать высоту трещины, которая существенно влияет на ее длину. Известно, что длина трещины обратно пропорциональна ее высоте. Изучение поведения забойного давления показало, что если давление в процессе ГРП растет медленно, то рост трещины в вертикальном направлении приостанавливается, нет раскрытия трещины в с подстилающих и покрывающих пластах. Трещина больше развивается в длину, чем в высоту. При вертикальном росте трещины наблюдается резкое падение забойного давления в процессе закачки. В этом случае модель ХЖБ может быть более приемлемой.

Высота трещины не всегда равна толщине пласта – часто ее рост выходит за его пределы. Необходимо знать напряженное состояние пласта, так как при высоких продольных напряжениях вертикальный рост трещины может быть остановлен, и она не разовьется в подстилающие и покрывающие продуктивный пласт отложения, которые становятся естественными барьерами для трещины. Барьерами могут быть пластичные глины с

высокими значениями коэффициента Пуассона, и поэтому высоки горизонтальные напряжения. Напряженное состояние пласта оценивается при анализе изменения забойного давления во время тестирования скважины перед основной закачкой.

2.2 Особенности воздействия на пласт методами ГРП

Для осуществления операции ГРП с созданием трещины заданной длины и гидропроводности, как правило, проводят два цикла закачки рабочих агентов.

Первый цикл проводится с закачкой жидкости в течение 3-5 мин с повышением расхода до 40-50 л/сек. За этот период происходит разрыв пласта с первоначальным повышением давления на устье до величины 25,0-30,0 МПа.

При разрыве пласта забойное давление достигает 40,0-45,0 МПа, что меньше горного давления (вертикального напряжения пород) на 5,0-10,0 МПа. После разрыва пласта давление в скважине снижается и в зависимости от темпа снижения давления может составлять в конце первого цикла от 3,0-5,0 до 10,0-15,0 МПа. Это снижение давления связано с формированием трещины и углублением ее в пласт и зависит от проницаемости пласта. Через 10-15 мин насосы останавливают и замеряют давление смыкания трещины.

Поскольку в пласте в образовавшуюся трещину еще не закачали закрепляющий материал, то она полностью смыкается и на забое фиксируется давление смыкания, равное 2,0-10,0 МПа. Давление смыкания характеризует то давление, которое образовалось после закачки буферной пачки объемом 2-3 м³. После этого фиксируется КПД (кривая падения давления), вид которой зависит от свойств пласта и глубины проникновения буферной жидкости в пласт, а также от скорости выравнивания давления в пласте.

Второй цикл тестирования проводится повторным включением насосов и установлением прежнего расхода. Этот цикл проводится с целью закачки в

трещину большого объема жидкости разрыва ($20-30 \text{ м}^3$) и задавливанием в нее проппанта (0,4-1 т).

Основной разрыв ведется таким образом, что через 1-2 минуты после раскрытия трещины начинают добавлять рабочую жидкость-песконоситель - проппант с повышением его концентрации до $200-300 \text{ кг/м}^3$. Затем проппант в жидкость-песконоситель добавлять прекращают со снижением его концентрации до 0 кг/м^3 в течение 1,5-2 мин. После закачки пачки проппанта обычно происходит снижение давления на $5,0-10,0 \text{ МПа}$. Пачку продавливают на $20-30 \text{ м}$ от вглубь пласта. Так создается барьер на кромке трещины. Эта процедура необходима для сдерживания продвижения основного объема проппанта – $50-100 \text{ т}$ – вглубь трещины. При этом энергия закачки работает на увеличение раскрытия трещины и роста ее по вертикали.

Дальше тестирование выполняется при остановке насосов для замера давления на время 8-10 мин. Давление снижается на $5-15 \text{ МПа}$. Теперь снижение давления фиксируется выше первоначального. Так определяется факт формирования пачки проппанта в трещине. Снижение давления фиксируется в течение 30-40 мин. Вид записанной КСД определяется особенностью поведения давления в скважине и в околотрещинной зоне. По этой кривой также определяются параметры пласта в зоне дренирования. Так определяется наличие трещины, ее приближенный размер, и анализируется особенность ее формирования. Вся эта информация принимается во внимание при планировании режима основного ГРП.

Глубина развития трещины зависит от основного объема жидкости-песконосителя и может достигать $50-1000$ и более метров. Считается, что трещина пересекает весь интервал как зоны перфорации, так и всего пласта от кровли до подошвы, захватывая все глинистые перемычки. Трещина часто попадает в глинистую часть пласта в кровле и в подошве. Профиль трещины на стенке скважины по форме похож на эллипс, а в пласте трещина, как предполагается, имеет клиновидную форму.

На рисунке 2.9 показано сечение трещины и ее вид для скважины Самотлорского месторождения. Пласт – 1642-1662 м, включает 4 пропластка. Нижний – пятиметровый пропласток, второй снизу – трехметровый, выше – три однометровых пропластка. Пропластки разделены глинистыми прослоями. Трещина имеет форму эллипса, сформирована в верхней части всего интервала пласта. Длина трещины по расчетам фирмы Шлюмберже – 72 м.

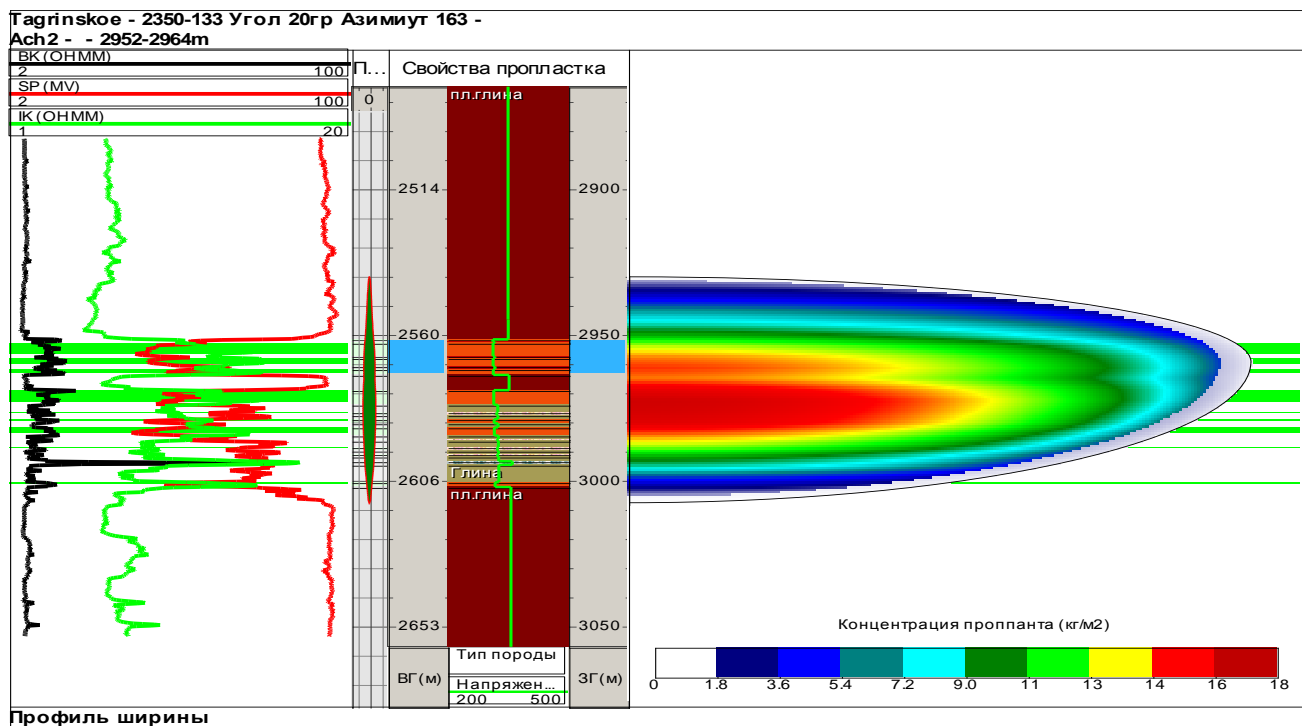


Рисунок 2.9 – Схема трещины

Наибольшая концентрация проппанта – в средней части пласта. Трещина пересекла все проницаемые пропластки и, следовательно, должна была подключить их в работу. Из рисунка видно, что глинистые перемишки не влияют на форму трещины. В пласте наиболее мощный пятиметровый пропласток, по-видимому, характеризуется низкой продуктивностью.

Расчет ожидаемой продуктивности скважины при такой конфигурации трещины, если следовать известным методикам, должен был составить порядка 500 т/сут. Реально же был получен дебит около 80 т/сут. Поэтому методы расчета конфигурации трещины и отображения ее вида,

предложенные фирмой Шлюмберже, не позволяют получить продуктивность скважины, которая серьезно отличается от планируемой.

Основной цикл гидроразрыва проводится в течение часа. Сначала 15-20 мин ведется закачка жидкости гидроразрыва с пропантом. Закачка ведется на том же режиме, что и при тестировании (40-45 л/сек). Трещина открывается и устанавливается то же давление, что и при тестировании (15-20 МПа). В течение 5-6 минут рабочая жидкость закачивается без пропанта, в результате чего трещина раскрывается настолько, что в нее можно начинать закачивать пропант. Пропант закачивается равномерным увеличением концентрации от 0 до максимального значения часто до 1200 кг/м³ (в течение 20-25 минут). Давление на устье обычно снижается на 3-4 МПа. При резком увеличении давления при закачке останавливается подача пропанта, так как возможно получение остатка пропанта в трубах.

Продавливание пропанта в пласт производится в течение 7-10 минут, после чего останавливаются насосы с фиксированием давления смыкания.

Так выполняется ГРП с предварительным тестированием скважины, на основе чего выбираются режимы закачки пропанта и получают необходимую информацию о качестве проведенной работы, о параметрах трещины и пласта.

2.3 Моделирование процессов движения жидкости в пласте к трещине и определение продуктивности скважин с ГРП

Исследование процессов движения жидкости в системе «пласт-трещина-скважина» выполнено расчетами на специально созданной модели стационарных процессов движения жидкости от контура питания к трещине и по трещине к скважине.

За основу взято уравнение диффузии для двухмерного потока, имеющее вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \cdot \frac{\partial^2 P}{\partial^2 \varphi} = \frac{m\mu\beta}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (2.1)$$

где P – давление, t – время, r – радиус, φ – угол, m – пористость, β – сжимаемость, k – проницаемость.

При решении стационарной задачи это уравнение принимает вид:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \cdot \frac{\partial^2 P}{\partial^2 \varphi} = 0.$$

Правая часть уравнения (2.1) равна нулю – получено уравнение Лапласа.

На рисунке 2.10а показана схема сеточной модели движения жидкости в системе «пласт-трещина-скважина» с переменными радиусом r и углом φ . Номера узлов: $0 < i < N$ (по радиусу) и $0 < j < M$ (по углу φ).

При длине трещины $L_T = 0$ имеем обычный плоскорадиальный режим фильтрации жидкости, когда давление на круговых контурах постоянно.

На рисунке 2.10б приведена схема расчета давлений для ячейки $i = 8$, $j = 5$. Узел сетки – i, j – в центре этой ячейки. Давление в узле i, j – $P_{i,j}$.

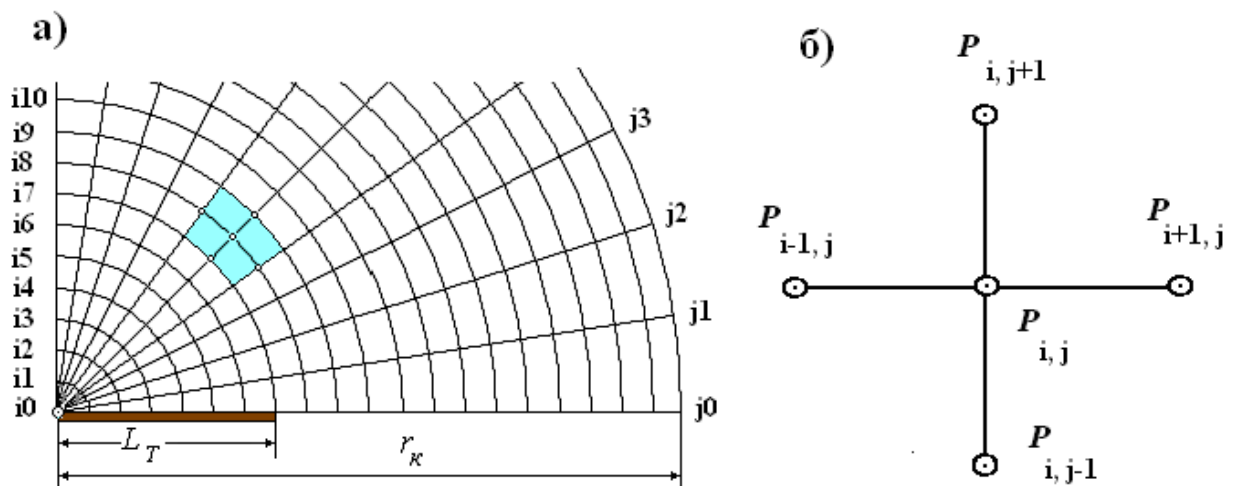


Рисунок 2.10 – Схема расчета давлений в узлах сетки: а) сектор пласта (200 ячеек), б) давления в узлах ячейки

По закону Дарси разницы давлений в плечах $i \div i - 1$ и $j \div j + 1$ равны:

$$P_{i,j} - P_{i-1,j} = q_{i-1,i} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i - \Delta R}{R_i}, \quad (2.3)$$

$$P_{i+1,j} - P_{i,j} = q_{i,i+1} \cdot \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_i + \Delta R}{R_i}, \quad (2.4)$$

где $P_{i,j}$, $P_{i-1,j}$ – давления в узлах сетки i, j и $i - 1, j$, Па; $q_{j+1,j}$, $q_{j,j-1}$ – расходы флюида на контурах i между узлами $i, j + 1 \div i, j$ и $i, j - i, j - 1$ м³/с; μ – вязкость, Па·с; k – проницаемость, м²; h – толщина пласта, м; R_i – радиус i -го контура, м; ΔR – шаг сетки по радиусу, м.

Разница давлений в плечах $j + 1 \div j$ и $j \div j - 1$:

$$P_{i,j+1} - P_{i,j} = q_{j+1,j} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (2.5)$$

$$P_{i,j} - P_{i,j-1} = q_{j,j-1} \cdot \frac{\mu}{k} \cdot \frac{\varphi}{\Delta R \cdot h}, \quad (2.6)$$

где φ – шаг по углу; $q_{i-1,i}$ и $q_{i,i+1}$ – расходы флюида по линии i между узлами $i - 1, j \div i, j$ и $i, j \div i + 1, j$.

Для всех узлов сетки по закону Кирхгофа можно записать следующее уравнение:

$$(P_{i+1,j} - P_{i,j})A + (P_{j,i} - P_{i-1,j})B + (P_{i,j} - P_{i,j-1})C + (P_{i,j+1} - P_{i,j})C = 0, \quad (2.7)$$

где

$$A = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \left/ \ln \frac{R - \Delta R}{R} \right., \quad B = \frac{k}{\mu} \left/ \frac{20\Delta R}{\pi} \right.,$$

$$C = \frac{\pi}{20} \cdot \frac{kh}{\mu} \left/ \ln \frac{R + \Delta R}{R} \right. . \quad (2.8)$$

или:

$$K_1 P_{i-1,j} + K_2 P_{i,j} + K_3 P_{i+1,j} + K_4 P_{i,j+1} + K_5 P_{i,j-1} = 0, \quad (2.9)$$

где $K_1 = A$, $K_2 = -(A + B + 2C)$, $K_3 = B$, $K_4 = K_5 = C$.

Таким образом, выбрана система уравнений для $20 \cdot 10 = 200$ ячеек. Граничные условия для решения этой задачи:

1) в скважине и трещине ($i = 0; 0 \leq j \leq 10$) давление постоянно и равно $P_{i,j} = 0$;

2) на контуре питания ($i = 20; 0 \leq j \leq 10$) давление также постоянно и равно P_{nl} – начальному пластовому давлению $P_{i,j} = P_{nl} = 10$ МПа.

При моделировании работы трещины с очень высокой проницаемостью, превышающей проницаемость пласта в $10^4 \div 10^5$ раз, давление в трещине принимаем равным давлению в скважине:

$$P_{0 \leq i \leq i_{mp}, j=0} = P_{скв} = 0; \quad (2.10)$$

Так как моделируются участки пласта, симметричные по отношению к левой и нижней окружающей скважину зонам, то по линиям стыковки этих зон градиенты давлений равны нулю, что означает, что между симметричными зонами перетоков жидкости нет:

$$P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=0} = P_{i_{mp} \leq i \leq N, j=1}. \quad (2.11)$$

Аналогичны условия для границы с $i = 0 \div M$ и $j = 10$:

$$P_{0 \leq i \leq N, j=10} = P_{0 \leq i \leq N, j=9}.$$

Применен метод Зейделя для решения уравнений в конечно-разностной форме.

Суть метода Зейделя заключается в том, что исходно распределение давлений в узлах сетки, кроме узлов границ, могут быть произвольным. Неизвестная величина давления в конкретном узле рассчитывается по давлениям в узлах, окружающих этот узел.

Для упрощения расчетов исходные давления во всех узлах сетки приняты нами равными начальному пластовому давлению. Для надёжности вычисления выполнялись до 1000 итераций.

Начальное давление составляло 10 МПа, депрессия на пласт также – 10 МПа.

Дебит скважины определялся как сумма дебитов из ячеек, примыкающих к трещине:

$$q = \sum_{i=0}^{i=i_0} q_i .$$

Дебиты в каждой i -й ячейке:

$$q_i = -\frac{k}{\mu} \cdot (P_{i,j=1} - P_{i,j=0}) \cdot \frac{2\pi R_i \alpha}{\Delta R}, \quad (2.12)$$

где $\alpha = \frac{R}{R_k}$, ΔR – шаг сетки.

Расчеты выполнялись для различных длин трещин.

В результате расчетов получены распределения давлений и соответствующие дебиты скважин для различных длин трещин. По параметрам дебитов и длин трещин рассчитан условный «скин-эффект». В таблице 2.1 приведены данные о зависимости $Q_{грп}/Q$ (Q – дебит до ГРП, $Q_{грп}$ – дебит после ГРП) $\alpha = L/R_k$. Скин-эффект S рассчитан по формуле:

$$S = \ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right) \frac{1-\nu}{\nu}, \quad (2.13)$$

где $\nu = Q_{грп}/Q$, $\alpha = L/R_k$.

Таблица 2.1 – Зависимость дебита от относительной подвижности α

Параметр	$\alpha = 0$	$\alpha = 0.05$	$\alpha = 0.10$	$\alpha = 0.15$	$\alpha = 0.25$	$\alpha = 0.50$	$\alpha = 0.75$
L (при $R_k = 250$ м)	0	12	25	37	62	125	190
$Q_{грп}/Q$	1	1,06	2,19	3,77	7,40	21,1	44,9
S	0	- 0.5	- 4.4	- 5.8	- 6.74	-7.4	- 7.6

Видно, что длина трещины существенно влияет на дебит и величину скин-эффекта.

В соответствии с этими расчетам возможно заранее планировать увеличение дебита и требуемую длину трещины, а, следовательно, и необходимый объем закачки рабочей жидкости и проппанта.

Эти расчеты делаются при ГРП в незагрязненном пласте.

На практике же всегда в той или иной степени пласт имеет повышенное сопротивление в ПЗП, поэтому при применении этих расчетов необходимо оценивать величину начального скин-эффекта.

Роль скин-эффекта в определении продуктивности скважин

Дебит и депрессия при отсутствии загрязнения пласта, связаны зависимостью:

$$\Delta P = P_{nl} - P_3 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_\kappa}{r_c}, \quad (2.14)$$

где ΔP – депрессия, P_{nl} – пластовое давление, P_3 – забойное давление, q – дебит.

Для поврежденного пласта зависимость принимает вид:

$$\Delta P = P_{nl} - P_3 = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_\kappa}{r_c} + S \right), \quad (2.15)$$

где S – скин-эффект.

Продуктивность скважины:

$$\eta = \frac{q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{r_\kappa}{r_c}}, \quad (2.16)$$

определяется прямым отношением дебита q к депрессии ΔP .

Если скин-эффект присутствует, то:

$$\eta = \frac{q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_c} + S \right)}. \quad (2.17)$$

До ГРП скважина имеет, как правило, положительный скин-эффект, то есть имеет загрязнение, $S > 0$.

После ГРП ПЗП активизируется и поэтому скин-эффект становится отрицательным.

При ГРП создается трещина в пласте, которая заполнилась пропантом на всю толщину пласта h , и при трещине в форме параллелепипеда, объеме пропанта G , раскрытости трещины w , весе пропанта y_n , длина трещины L определится как:

$$L = \frac{G_n}{y_n w h}. \quad (2.18)$$

При $h = 10$ м; $w = 5$ мм; $y_n = 2,5$; $G_n = 10$ т длина трещины будет равна:

$$L = \frac{10}{2,5 \times 0.005 \times 10} = 80 \text{ м},$$

а показатель α :

$$\alpha = \frac{L}{r_{\kappa}} = \frac{80}{250} = 0,32.$$

По графикам на рисунке 2.5 для $L_T = 80$ м скин-эффект будет равен $S = 6,8$. Далее рассчитывается гидропроводность (проницаемость) пласта и скин-эффект, который имел место в скважине до проведения ГРП.

2.4 Определение скин-эффекта

Известно, что часто по результатам бурения скважин на нефть и газ не получают ожидаемых притоков нефти и газа. Это связано с загрязнением скважины буровым раствором. Степень уменьшения проницаемости в околоскважинной зоне оценивается параметром скин-эффекта – S . Для ликвидации скин-эффекта обычно применяют такие методы воздействия как кислотные обработки (СКО, ПКО и т.д.). При глубоком загрязнении пласта кислотные обработки недостаточны для очистки пласта. Чем больше повреждения пласта, тем более интенсивно должны быть осуществлены воздействия на пласт. Гидроразрыв пласта – это наиболее мощный метод воздействия на ПЗП, поэтому этот метод стал главным в КРС.

Только при помощи ГРП возможно существенно повысить продуктивность скважины, при этом не только исчезает сопротивление течению (скин-эффект), но и создается дополнительная активная зона фильтрации за пределами скиновой зоны. Тогда при создании такой же депрессии на пласт, как и до ГРП, движение жидкости будет интенсивнее не только в ПЗП, но и в дальних зонах пласта, и существенно повысится дебит.

На рисунке 2.11 приведены кривые восстановления уровня после свабирования скважины 920 Хохряковского месторождения: 1-я – 22 мая 2002 года, 2-я – 28 сентября 2002 года после того, как в скважине был сделан ГРП.

При первом исследовании, не произошло интенсивного роста давления. Зафиксировано низкое значение пластового давления, что связано не с истощением пласта, а со скин-эффектом. Показана прогнозная КВД (пунктиром), по которой можно было бы зарегистрировать истинное пластовое давление и определить свойства пласта, если бы замер вели 100 суток.

Время исследования, когда радиус влияния достигнет контура питания – $t_k = 43$ ч. Этому значению t_k соответствует $P_{nl} = 17,8$ МПа. В результате расчетов параметров пласта по данным замеров КВУ в скважине 920 найдено пластовое давление, равное 18,5 МПа, проницаемость 0,5 мД, гидропроводность 5,29 Дсм/сП и скин-эффект – 4,1. Коэффициент продуктивности в результате проведения ГРП увеличился в 6 раз.

Находим скин-эффект до ГРП и получаем значение 14,36. Также возможно рассчитать продуктивность скважины при отсутствии загрязнения: при $S=0$, $\eta_{спн}=4,25$. Аналогичные примеры найдены по другим скважинам Хохряковского месторождения, которые подтверждают сделанные выводы.

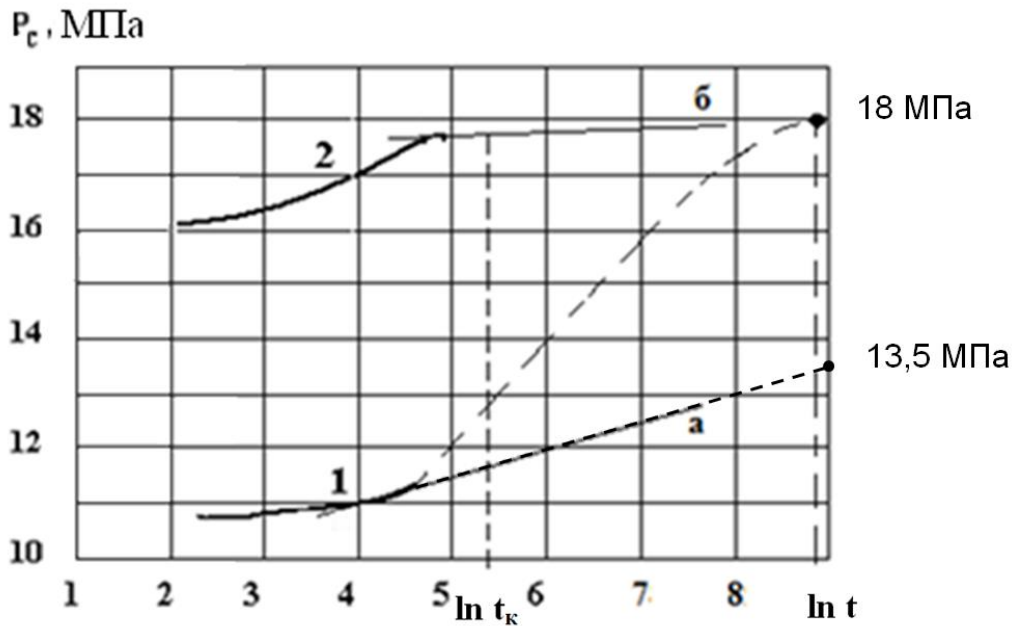


Рисунок 2.11 – Кривые восстановления уровня, записанные в скважине 920: 1 – 22.05.2000 г., 2 – 28.09.2000 г.

Определен скин-эффект до ГРП по вышеприведенной схеме для других 9 скважин, в которых также зафиксированы КВУ до и после ГРП. Скин-эффекты до ГРП в пределах от $S = 4,7$ до $S = 22,8$. Необходимо заметить, что значительные по величине начальные значения скин-эффекта связаны с влиянием не только бурового и цементного растворов, но и других технологических жидкостей. Например, возможным проявлением пластических свойств горных пород при работе с повышенными депрессиями. Данные замеры показали также, что гидроразрывы не только устраняют скин-эффект, но и повышают фильтрационные свойства пласта в пределах распространения трещины, заполненной пропантом. Поэтому ГРП необходимо рассматривать как один из основных методов интенсификации притока. Таким образом, данная методика позволяет рассчитать скин-эффект, который имел место до ГРП. Становится ясно, как следует планировать операции по проведению ГРП на конкретных месторождениях: либо осуществлять глубокие ГРП с распространением трещин на глубину свыше 100 м, либо достаточно “пробить”

прискважинную сильнозагрязненную зону короткой, но с высокой концентрацией пропанта трещиной.

3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА

3.1 Состояние проблемы

Как известно, исследования скважин проводятся с целью определения проницаемости, загрязненности пласта, пьезопроводности, пластового давления, оценки состояния дренируемой области пласта. Достоверность и точность определения параметров пласта приобретает в настоящее время все большую актуальность, так как в проектирование разработки месторождений и эффективный мониторинг совершенно невозможны без кондиционных гидродинамических моделей процессов разработки и это выдвигает новые требования к качественному определению свойств пласта.

Только тщательно настроенные гидродинамические модели нефтяных залежей позволяют находить оптимальные решения при проектировании разработки месторождений и регулировании процессов вытеснения. Поэтому следует уделить особое внимание совершенствованию и развитию методов ГДИ, дающих важнейшую информацию для моделирования процессов разработки.

Современная теория, на которой основаны основные принципы ведения ГДИ в нефтяных и газовых скважинах, – это фундаментальные работы зарубежных ученых Маскета М., Хорнера Д.Р., Ван-Эвердингена А.Ф., Херста В. (50-е годы), Мэттьюза Ч.С. и Рассела Д.Ж. (1967), Элаугера Р.Ч. (1977), Ли Д. (1982), Стрельцовой Т.Д. (1988), Грингартена (1985), Хорне Р.Н. (1995); отечественных - Щелкачева В.Н., Пыхачева Г.Б., Чекалюка Э.Б, Чарного И.А., Донцова К.М., Кочиной П.Я. Мирзаджанзаде А.Х., Булыгина В.Я., Пирвердяна А.М., Баренблатта Г.И., Балакирова Ю.А., Борисова Ю.П., Желтова Ю.П., Бузинов С.Н., Умрихина И.Д., Каменецкого С.Г., Кульпина В.М., Мясникова Ю.А., Карнаухова М.Л. и других.

Существенный вклад в развитие теоретических основ применения методов ГДИ внесли тюменские ученые: доктора наук Телков А.П., Медведский Р.И., Карнаухова М.Л. и других.

На процесс восстановления давления существенно влияет продолжающееся поступление жидкости в скважину после ее остановки, что приводит к искажению начальной части КВД. Однако поскольку этот участок КВД несет ценную информацию о состоянии призабойной зоны пласта, характере потока, нарушении закона Дарси и т.д., но искажен вышеотмеченным фактором, необходимо более глубокое изучение характера влияния послепритока на КВД.

Известны методы интерпретации КВД с учетом послепритока Пирвердяна А.М. (1956 г.), Чарного И.А. и Умрихина И.Д. (1957 г.), Баренблатта Г.И. и соавторов (1957 г.), Чекалюка Э.Б. (1958 г.), Борисова Ю.П. (1959 г.), Ван-Эвердингена (1953 г.), Херста (1953 г.), Ремея (1965 г.) и другие.

Большинство методов интерпретации КВД с учетом продолжающегося поступления жидкости в скважину после остановки насосов сводятся к корректировке искривленного начального участка КВД. При этом подбираются такие координаты по оси абсцисс, чтобы в итоге получить прямолинейный участок КВД.

Известны также методы, основанные на применении эталонных кривых – палеток. Применение методов обработки КВД с учетом притока позволяет в ряде случаев сократить время исследования скважины. Однако при этом получают минимум сведений о пласте – только о его призабойной зоне и некоторой части его удаленной зоны. Для исследования характера неоднородности пласта в зонах дренирования скважины необходимы длительные замеры КВД.

Изучению влияния ствола скважины и скин-эффекта на КВД при исследованиях скважин посвящены работы Агарвола, Аль-Хусейна и Ремея (1970 г.) (для случая КПД), Мак Кинли (1971 г.) [97] (для случая КВД),

Элаугера и Херста (1974 г.), Грингартена и соавторов (обобщенные КВД и КПД).

Агарвол с соавторами [56] получили решение дифференциального уравнения фильтрации для случая пуска скважины конечного радиуса в бесконечном пласте с постоянным дебитом. Однако аналитическое исследование этого уравнения достаточно сложно для получения практических полезных выводов о влиянии ствола скважины на КВД.

Часто для анализа результатов ГДИ привлекают эталонные теоретические графики КВД (палетки), построенные в безразмерных координатах на основе точных аналитических решений. Эти методы просты и на практике не требуют много времени для получения результата. Применению эталонных кривых посвящены многочисленные работы отечественных и зарубежных исследователей.

Несмотря на отмеченное, остается много неясных вопросов и неопределенностей при интерпретации диаграмм давления, определении достоверных физических характеристик пластовых систем.

Неясно, например, какие наиболее приемлемые и точные методы проведения ГДИ и интерпретации результатов в условиях разработки с плотной сеткой скважин, с существенным влиянием скважин друг на друга, неравномерным распределением текущих пластовых давлений и т. д. Особенно остро стоит проблема проведения ГДИ в скважинах с ГРП.

3.2 Особенности движения жидкости в системе «пласт-трещина-скважина» при притоке и при закрытии скважины на КВД

При гидроразрыве в пласте формируется три вида течений (в отличие от скважин без ГРП, когда течение в пласте радиальное на всем пространстве от скважины до контура питания): плоскопараллельное в районе трещины, переходное между ранним и поздним периодами исследований, радиальном в удаленной зоне. Эти три вида течения

отображаются в кривых давления различной формой, которые и характеризуют соответствующие виды течения.

Поскольку параметры пласта при обычных испытаниях определяются по данным конечного участка КВД, отражающему радиальное течение, то в скважине с ГРП радиальное течение формируется не сразу после смены режима работы скважины, как в вертикальной, и на его формирование требуется намного больше времени. Особенно длительный период исследования требуется при испытании низкопроницаемых пластах.

Для определения параметров пласта в начальный период испытания следует применить метод анализа процесса линейной фильтрации.

Более точно параметры трещины и пласта можно получить на основе гидродинамических исследований как до, так и после ГРП.

При испытании до ГРП определяются параметры пласта для радиального течения, а при испытании после ГРП - проницаемость для течения в перпендикулярном к трещине направлению. При этом возможно определение анизотропии пласта, то есть определить проницаемость в двух направлениях: горизонтальному (X) и вертикальному (Y), на основе формулы -

$$k_{\text{рад}} = \sqrt{k_x \times k_y}, \quad (3.1)$$

где $k_{\text{рад}}$ - проницаемость для радиального течения в пласте; k_x , k_y - проницаемости в направлениях X и Y .

Из (3.1) определяется проницаемость в направлении Y :

$$k_y = \frac{k_{\text{рад}}^2}{k_x}. \quad (3.2)$$

Последнее свидетельствует о том, что проведение ГДИ до и после ГРП дает возможность не только определить средние параметры пласта без длительных замеров после ГРП, но и позволяет еще определить анизотропию пласта. То есть необходимо сначала получить оценку

проницаемости коллектора с помощью ГДИ перед проведением ГРП, и тогда эта информация может быть рассмотрена в комплексе с информацией о линейном потоке при исследовании после ГРП.

Благодаря исследованию, проведенному перед ГРП, экономится значительное время для проведения второго ГДИ после образования трещины.

Очень важно отметить тот факт, что для получения соответствующих участков КВД, отражающих радиальное течение, необходимо достаточно много времени, и тем больше, чем длиннее трещина. При этом зона радиального течения отодвигается все дальше и дальше, и уже при трещинах длиной более 100 метров в пласте часто уже невозможно достичь процесса с радиальной фильтрацией, так как на большом расстоянии дренирование происходит при сильном влиянии соседних скважин (зона неискаженного влияния скважины при сетке разработки 500*500 метров составляет 250 метров).

Все это говорит о том, что чрезвычайно важно выполнять исследования скважин до проведения гидроразрыва пласта.

Опыт проведения ГДИ показывает, что обычно время замера КВД оказывается недостаточным. А на продолжительное исследование требуются большие затраты материальных средств, связанные с остановкой скважины на несколько суток или недель.

Отметим, что при проведении комплексного анализа с применением эталонных кривых восстановления давления, так и обычных рабочих графиков с построением КВД в полулогарифмических координатах, возможно получить информацию о пласте и трещине и при стандартных непродолжительных замерах.

Новые методы, показанные в данной работе, учитывают различные режимы течения в пласте.

При пуске скважины в работу линейное течение к трещине проявляется сразу в самом начале исследования, так как восстановление давления в первую очередь происходит в проницаемой околотрещинной зоне пласта.

Вообще говоря, в системе «пласт-трещина» течение представляет собой комбинацию двух линейных потоков – в трещине и в околотрещинном пространстве, в которых линейные потоки перпендикулярны друг другу.

Линейное течение в пласте существует, когда движение пластового флюида в пространстве, прилегающем к трещине, является линейным (перпендикулярно направленным к трещине). Процесс этого непродолжительного течения отображается на КВД в виде короткого линейного участка.

Особенности течения флюидов в пласте к трещине определяются по данным ГДИ при построении графиков КВД в полулогарифмических координатах. Как отмечено выше, для начальных интервалов времени замера, когда течение флюидов к трещине имеет линейный характер, применение методов расчета, соответствующих радиальному течению, при обработке начальной части КВД может привести к ошибкам. Радиальный же поток проявляется только после продолжительного периода замера. Он начинает проявляться на расстоянии примерно равном 150-200 метров от скважины, что в среднем равно двум длинам образовавшейся трещины.

Как видим, необходимо иметь параметры пласта как для условий линейного течения, так и радиального. Поэтому КВД необходимо обрабатывать как на графиках с координатой абсцисс комплекса корня квадратного из t , где линейный поток

$$P = f(\sqrt{t});$$

так и эквивалентного времени для радиального потока t –

$$P = f(\lg t).$$

Существует и подход, связанный с применением эквивалентного времени Агарвола t_3 , когда

$$P = f(\sqrt{t}).$$

При разработке методик обработки кривых давления, получаемых при исследовании скважин, обычно ориентируются на применение метода суперпозиции давлений. Суть этого метода состоит в том, что после остановки скважины, ранее работавшей с постоянным дебитом в течение времени $t = T$ (T – время отбора жидкости из пласта), во время записи КВД скважина работает как бы в двух режимах:

- первый режим – это продолжение распространения волны депрессии при продолжении работы с тем же дебитом, что и до остановки скважины;

- второй режим – это осуществление закачки жидкости в пласт момента $t = T$, то есть запись КВД происходит при $t > T$ с расходом закачки, равным дебиту при отработке скважины; отчет времени ведется с момента, когда $t = \theta = 0$.

Этот принцип суперпозиции позволил Д. Хорнеру в 1951 году получить решение для восстановления давления, имеющее вид:

$$\Delta P = q \frac{\mu}{4\pi kh} \times [\ln(T + \theta) - \ln \theta] = q \frac{\mu}{4\pi kh} \times \ln \frac{T + \theta}{\theta}. \quad (3.3)$$

На основе этого уравнения обработка КВД при исследовании скважин уже в течение более 60 лет.

Аналогичный прием для восстановления давления в скважинах с ГРП использует уравнение, где давление пропорционально не логарифму времени ($\lg t$), а квадратному корню из времени (\sqrt{t}), а именно:

$$\Delta P = q \frac{\mu}{kh} \times 2L_T \times \sqrt{4\chi t}, \quad (3.4)$$

где L_T – длина трещины, χ – пьезопроводность пласта.

После остановки скважины с ГРП, то есть при $t > T$, очевидно, что распространение области влияния скважины с продолжающимся отбором с дебитом q будет описываться тем же уравнением:

$$\Delta P = q \frac{\mu}{kh} \times \sqrt{T + \theta} \times \sqrt{4\chi}. \quad (3.5)$$

Встречная волна определяется на основе закачки жидкости в период времени $t > T$, то есть:

$$\Delta P = -q \frac{\mu}{kh} \times \sqrt{4\chi} \times \sqrt{\theta}. \quad (3.6)$$

Суммирование этих двух функций дает перепад давления для КВД:

$$\Delta P = q \frac{\mu}{kh} \times \sqrt{4\chi} \times (\sqrt{T + \theta} - \sqrt{\theta}). \quad (3.7)$$

Милхеим и Сичевич показали, что для начальной стадии исследования давление в скважине можно описать следующей формулой:

$$P_{nl} - P_{c.в} = m' (\sqrt{t_c + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}), \quad (3.8)$$

где

$$m = \frac{q_e B_e}{h L_T} \sqrt{\frac{\mu}{k m \beta_{ж}}}.$$

$$P_{nl} = P_{c.в} - \frac{qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k_T (m \beta_{ж})_T}}, \quad (3.9)$$

где P – давление; t – время; q – дебит; w – раскрытость трещины; h – мощность пласта; μ – вязкость; k_T – проницаемость трещины; $\beta_{ж}$ – сжимаемость.

Как видим, формулы Милхеима и Сичевича аналогичны формулам (3.5) и (3.7).

Для газового пласта после введения псевдофункции давления уравнение принимает вид:

$$\Psi_{nl} - \Psi_{c.в} = m_l (\sqrt{t_c + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}), \quad (3.10)$$

где $m_l = \frac{q_z}{hL_T} \sqrt{\frac{1}{km\beta\mu}}$, $\Psi_{пл}$, $\Psi_{с.в}$ – псевдофункции давления.

Это означает, что при проведении и газодинамических исследований в скважине с ГРП, поведение давления зависит от временной функции $\sqrt{t_c + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$. При этом на графике проявляется прямая линия с наклоном m_l , который обратно пропорционален половине длины трещины L_T и квадратному корню проницаемости рассматриваемого пласта.

В своей работе Ли и Холдич проверили теорию и применение метода Милхеима и Сичевича (М-С) и предложили некоторые изменения. В этом методе и в модифицированном, и первоначальном М-С методе, дается только произведение L_T и \sqrt{k} . Таким образом, в целях получения величины L_T , оценка \sqrt{k} должна производиться на основании анализа результатов испытания скважины, предшествующего ГРП. В отсутствии данного исследования, независимое значение \sqrt{k} может быть получено из основных данных: петрофизической корреляции или на основании данных о других скважинах этой же самой площади и свода пластов.

В другой одной из важнейших работ Агарвола [56] представлен метод предварительного анализа кривой восстановления давления на основе эталонных кривых снижения давления. Этот метод корректирует предварительные данные кривой восстановления давления с помощью параметра временной функции снижения давления или с введением «дельта t - эквивалента»:

$$\Delta t_e = \frac{T \times \theta}{T + \theta}. \quad (3.11)$$

На основе этого затем используются типовые КСД. Однако следует отметить, что эквивалентное время – это время радиального потока. Матер и Хавкис на практических примерах показали, что необходимо дальнейшее

усовершенствование при работе с линейным потоком основного испытания скважины.

Таким образом, введением функции (3.11) Агарвол сделал попытку отобразить линейный поток в виде радиального. Поэтому назвал этот параметр как “дельта t-эквивалента радиального потока”.

Симаниего и Синко-Лей предложили другую временную функцию, похожую на дельта-функцию Агарвола. Эта временная функция также применяется для корректировки предварительных данных, где:

$$\Delta t_e = (\sqrt{T} - \sqrt{T + \theta} + \sqrt{\theta})^2 . \quad (3.12)$$

На практике можно встретить применение всех трех описанных методов анализа. Обычно сопоставление производится с результатами расчетов по методу Хорнера и по графикам эталонных кривых.

Главной целью применения таких подходов является попытка извлечения большей информации из данных замера давлений при ГДИ. Считается, что такое совместное применение рассмотренных методов позволяет сократить продолжительность исследования.

Однако обоснованного анализа преимуществ применения указанных методов пока не было. Рассмотренные ниже примеры показывают особенности работы данных методов при обработке КВД одного пласта. Исследование перед ГРП соответствовали работе однородного бесконечного пласта с радиальным течением во всей области дренирования. Исследование проведено на основе ИПТ. Пласт загрязнен с высоким скин-эффектом.

В рассмотренных примерах исходная информация получена на основе моделирования.

Пример 1.

При испытании время отбора равно 48-ми часам и 120 часов восстановление давления в газовой скважине с ГРП.

Если параметры радиального течения известны и фактическая кривая восстановления давления построена на графике Агарвола, то начало асимптоты приходится на $\Delta t = 20$ ч (рисунок 3.1). Но по полулогарифмическому графику Хорнера (рисунок 3.2), давление отображается постоянно возрастающей кривой и по прямой проведенной через последние точки a и b получили $k = 0,20$ мД, $p^* = 27$ МПа, а смоделированные данные оказались равны: $k = 0,10$ мД, $p^* = 27,7$ Мпа. Значение k больше заданного на 200 %, а p^* различаются на величину менее 0,7 МПа (2,6%).

В этом случае применение дельта эквивалента Агарвола для радиального течения, позволившего скорректировать типовую кривую (рисунок 3.3).

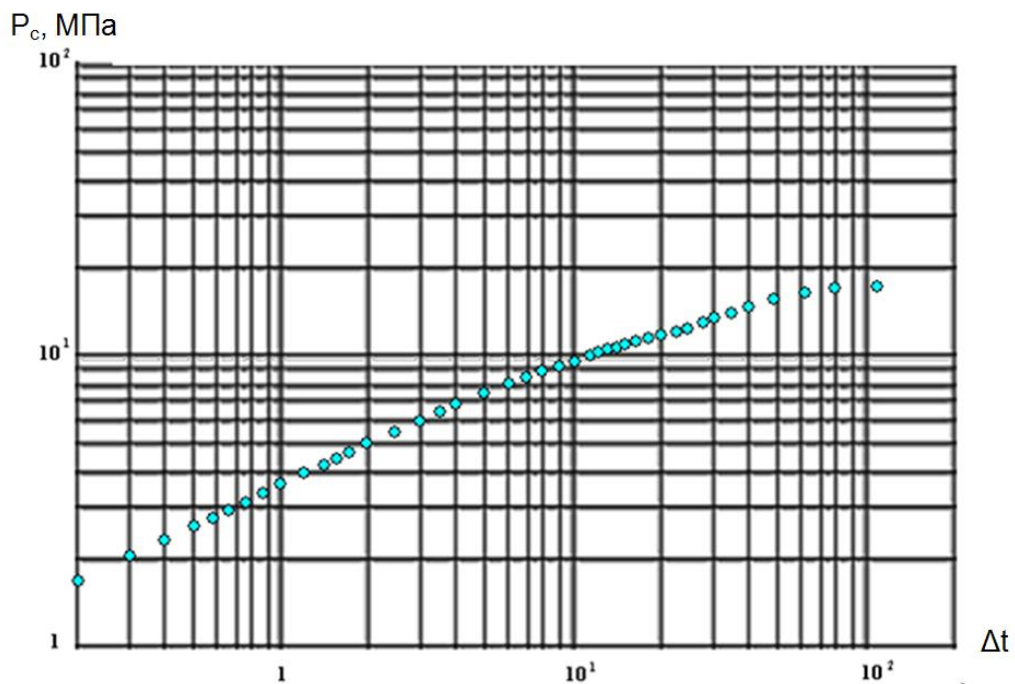


Рисунок 3.1 – КВД в скважине с ГРП в билогарифмических координатах

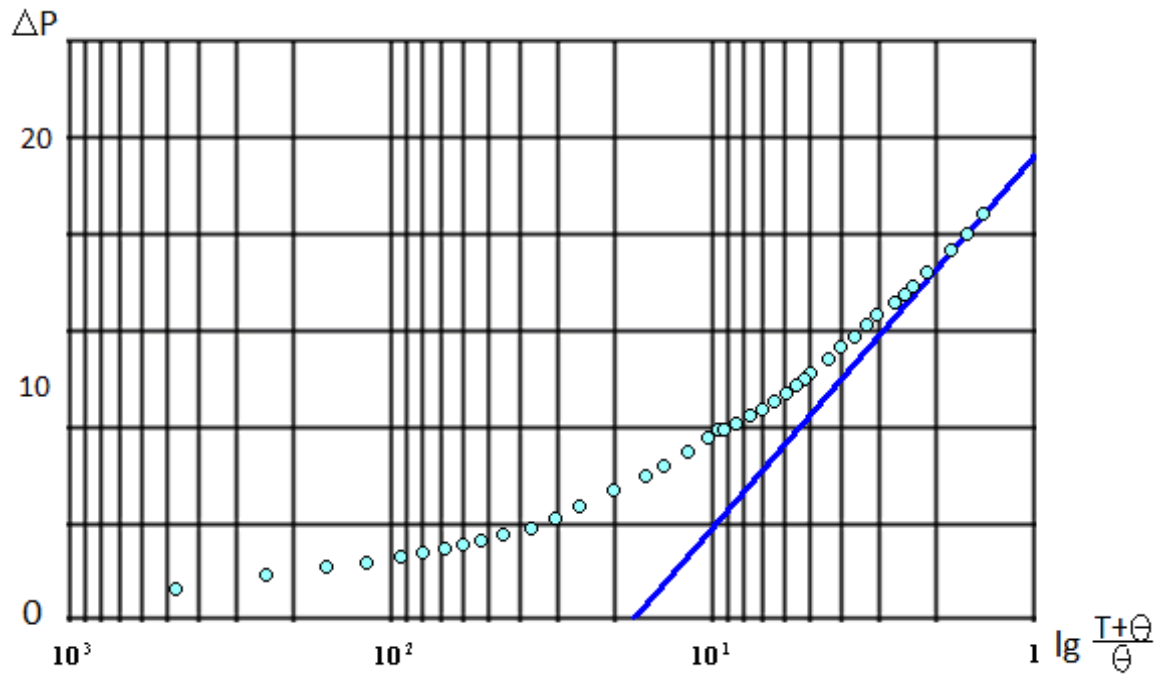


Рисунок 3.2 – КВД скважины с ГРП в координатах Хорнера

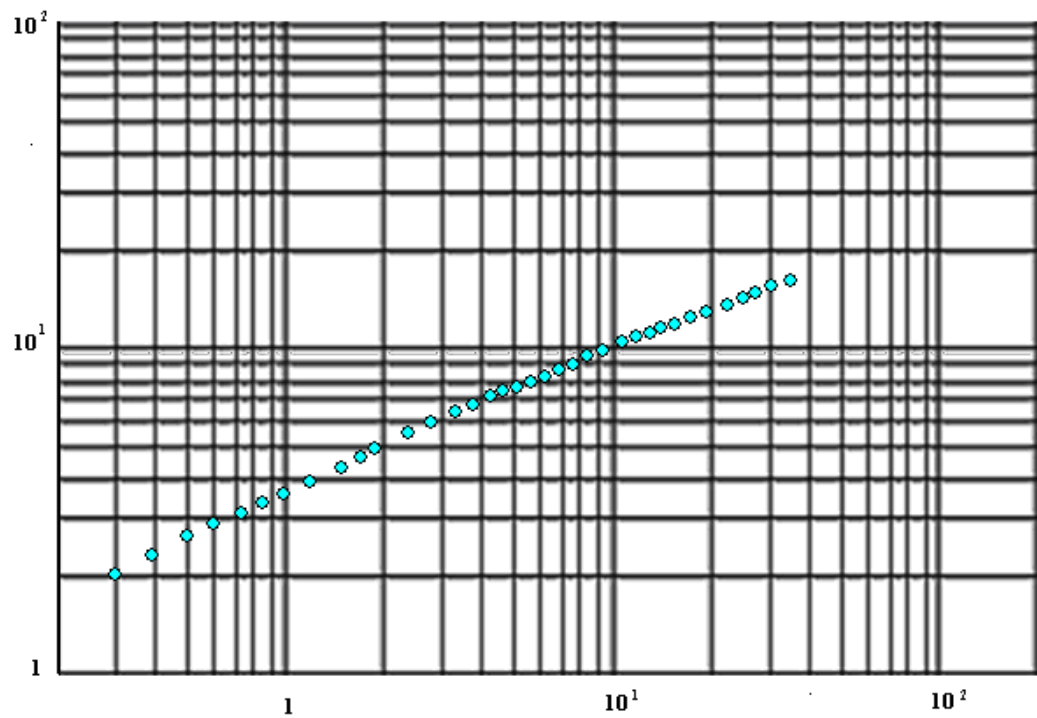


Рисунок 3.3 – КВД в координатах эквивалентного времени

Пример 2.

В данном примере расчет сделан исходя из обработки КВД для линейного периода течения после ГРП. Кратковременное исследование на основе ИПТ производилось перед проведением ГРП.

Время притока – 90 мин, время восстановления давления – 180 мин. Типовая кривая в лог-лог координатах $lg\Delta P - lg\Delta t$ показывает, что достигнуто радиальное течение (рисунок 3.4).

Факт наличия радиального течения подтверждается при построении КВД на полулогарифмическом графике Хорнера, где фиксируется конечный прямолинейный участок, соответствующий радиальному течению (рисунок 3.5).

При кратковременном исследовании после гидроразрыва.

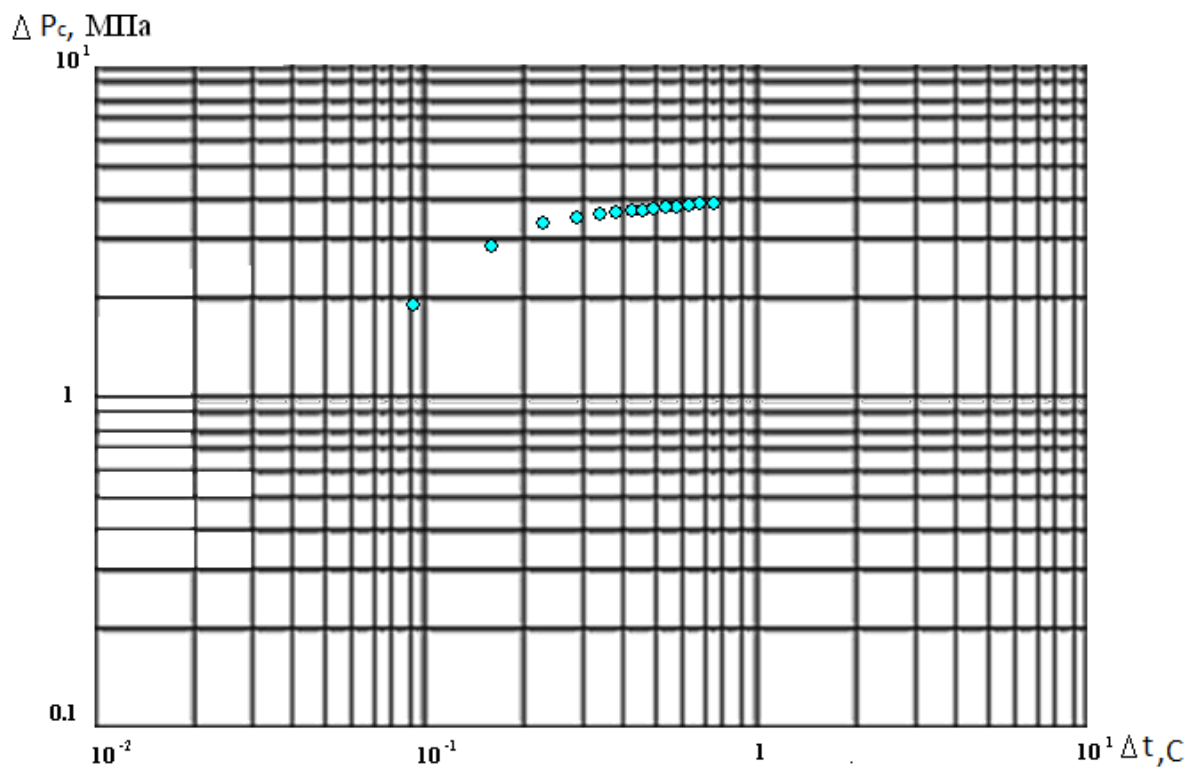


Рисунок 3.4 – КВД в билогарифмических координатах

получены следующие параметры: $k = 0,09$ мД, $P_{nl} = 27,7$ МПа, в то время как при моделировании процесса были приняты следующие параметры: $k = 0,10$ мД, а $P_{nl} = 28,0$ МПа.

После проведения ГРП испытание выполнено по укороченной программе: время работы скважины – 48 часов и время восстановления давления – 48 часов.

Вторая типовая кривая предполагает, что доминируют линейные течения. Таким образом, принятие радиального потока и применение графика Хорнера приводит к ошибкам. Анализ линии, проведенной через последние две точки, дает: $k = 0.22$ мД, $p^* = 0,26$ МПа, где k более 200%, а p^* меньше на 0,0817 МПа (3,0%).

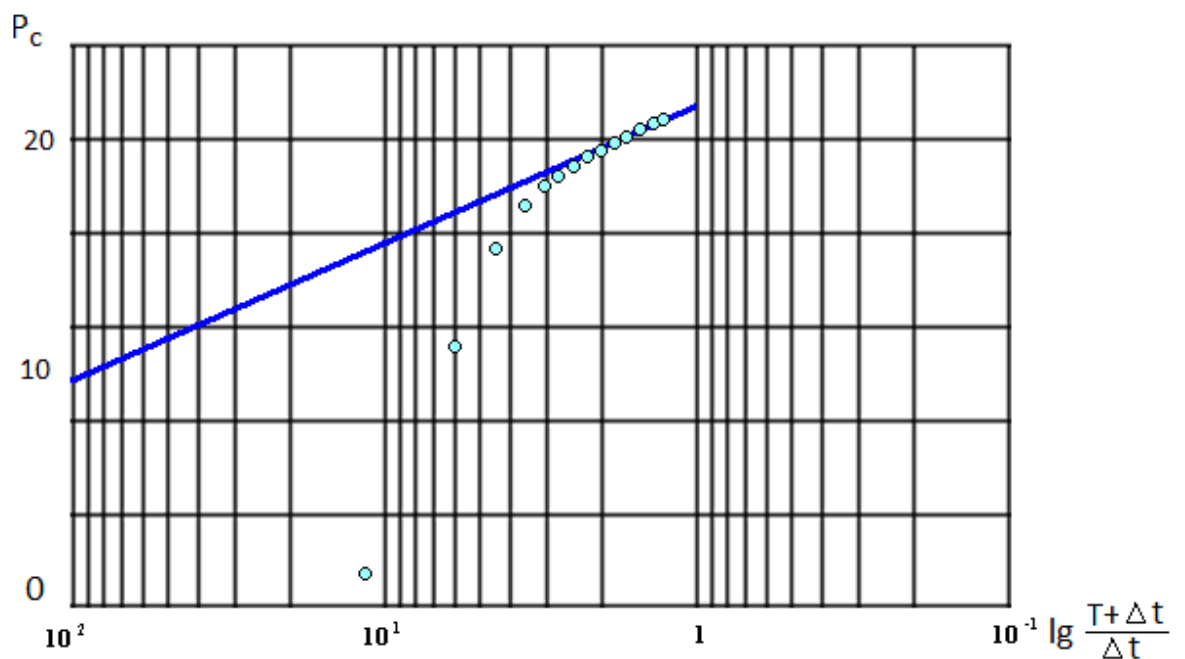


Рисунок 3.5 – КВД в координатах Хорнера

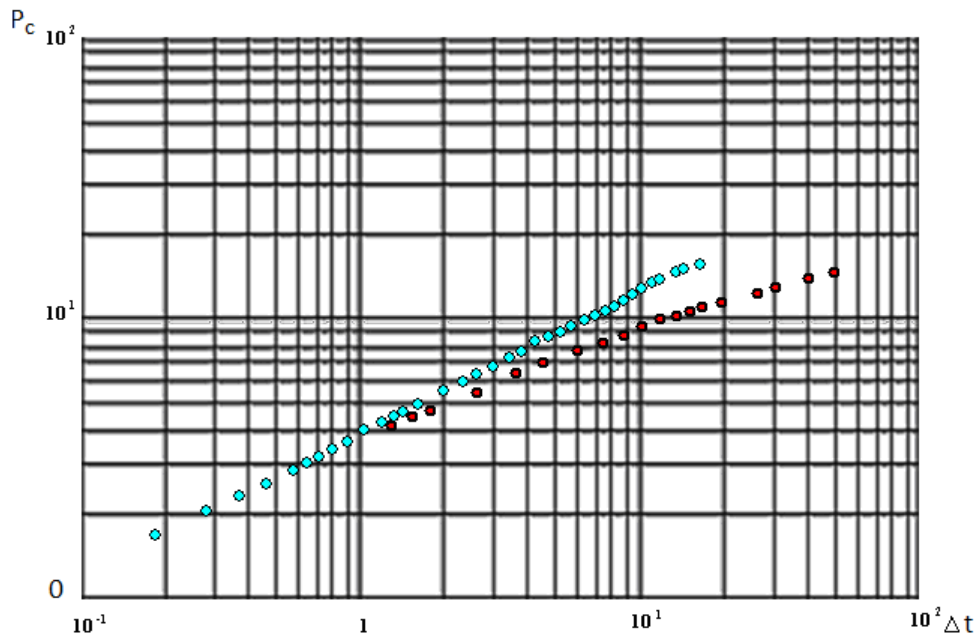


Рисунок 3.6 – КВД на графике Агарвола

Однако рассмотрение линейного потока и построение графика $P - \sqrt{t}$ (рисунок 3.7) дает возрастающую прямую линию. Зная, что эта прямая пропорциональна L_T/k , а значение k получено из ГДИ, предшествующего ГРП, вычислено L_T : $L_T = 32,1$ м, а при моделировании $L_T = 30,5$ м.

Пример 3.

Получаемая при ГРП трещина короче, чем ожидалось при проектировании. В этом конкретном примере длина трещины равна 1/10 величины, рассмотренной в предыдущем примере. Типовая кривая $P - \lg \Delta t_e$ (рисунок 3.8) интересна тем, что она иллюстрирует поведение линейного течения жидкости на ранней и на поздней стадиях. Это означает, что можно принять во внимание данные, относящиеся к более позднему периоду времени на графике Хорнера для подтверждения оценки первичной проницаемости, а также использовать данные, относящиеся к более раннему периоду времени на $P_c - \sqrt{t}$ графике для оценки половины длины трещины

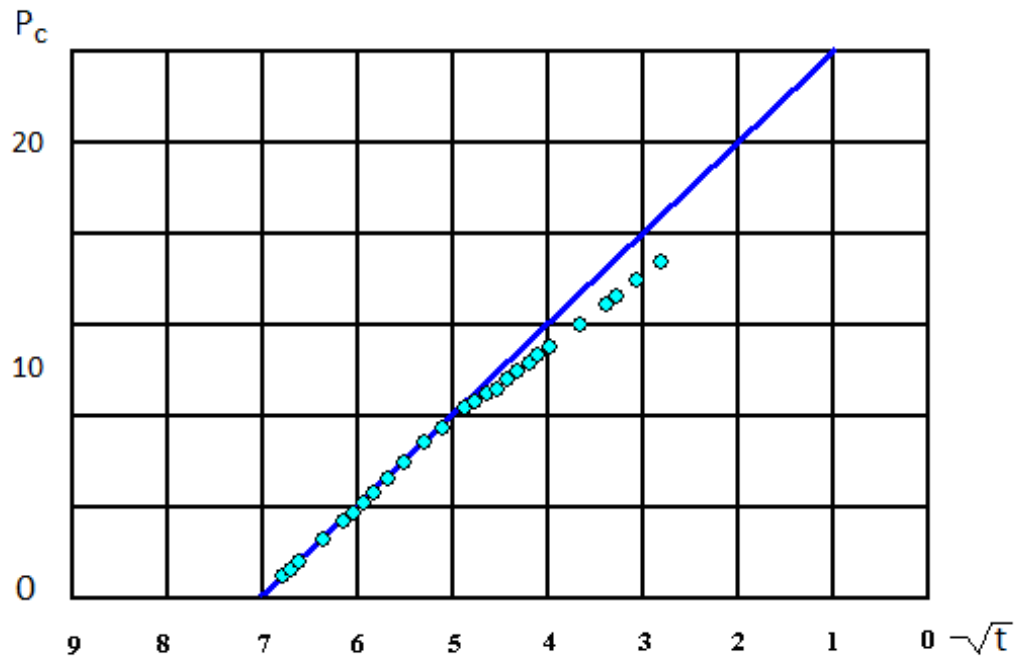


Рисунок 3.7 – КВД в координатах $P - \sqrt{t}$

График типовой кривой показывает, что первые четыре точки графика $P - \sqrt{t}$ легли на одну прямую. Показана важность использования всех средств анализа в комплексе.

Рисунок 3.9 – это график Хорнера, который показывает возрастающую кривую позднего периода времени течения. По графику определили : $k = 0,1$ мД, $p^* = 2,7$ МПа; что равно данным, принятым при моделировании.

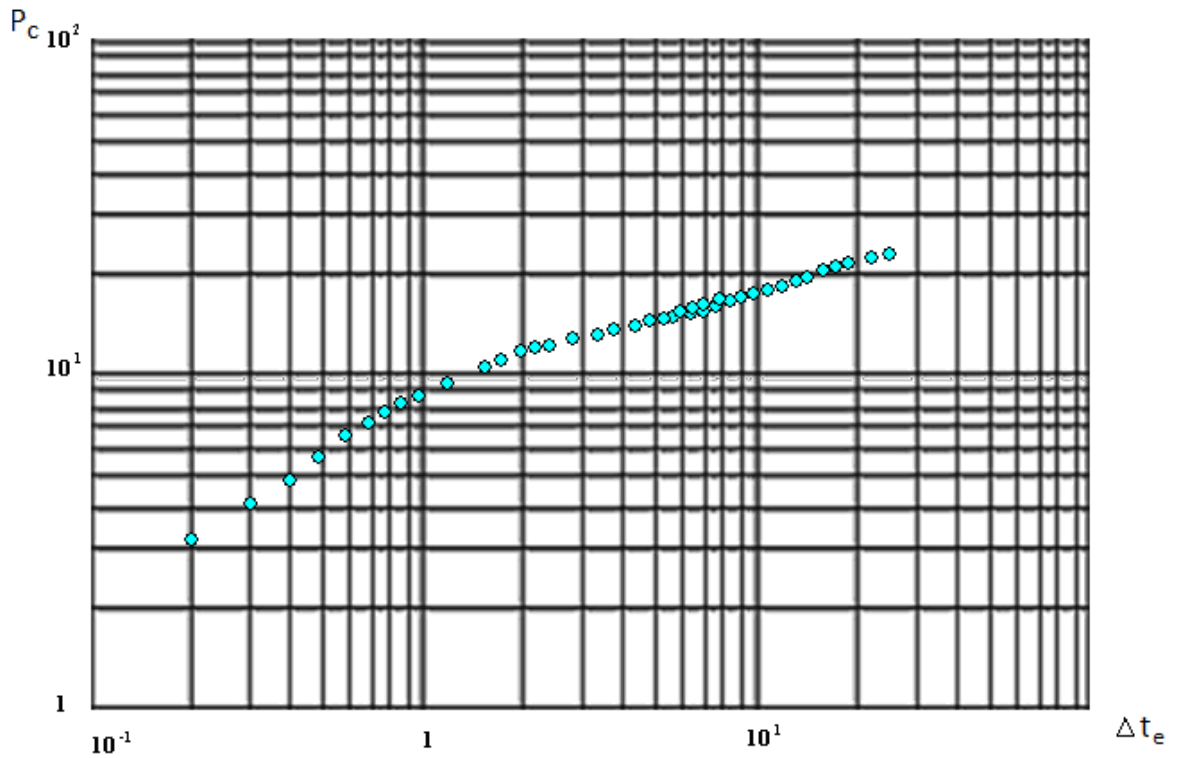


Рисунок 3.8 – КВД в координатах Агарвола

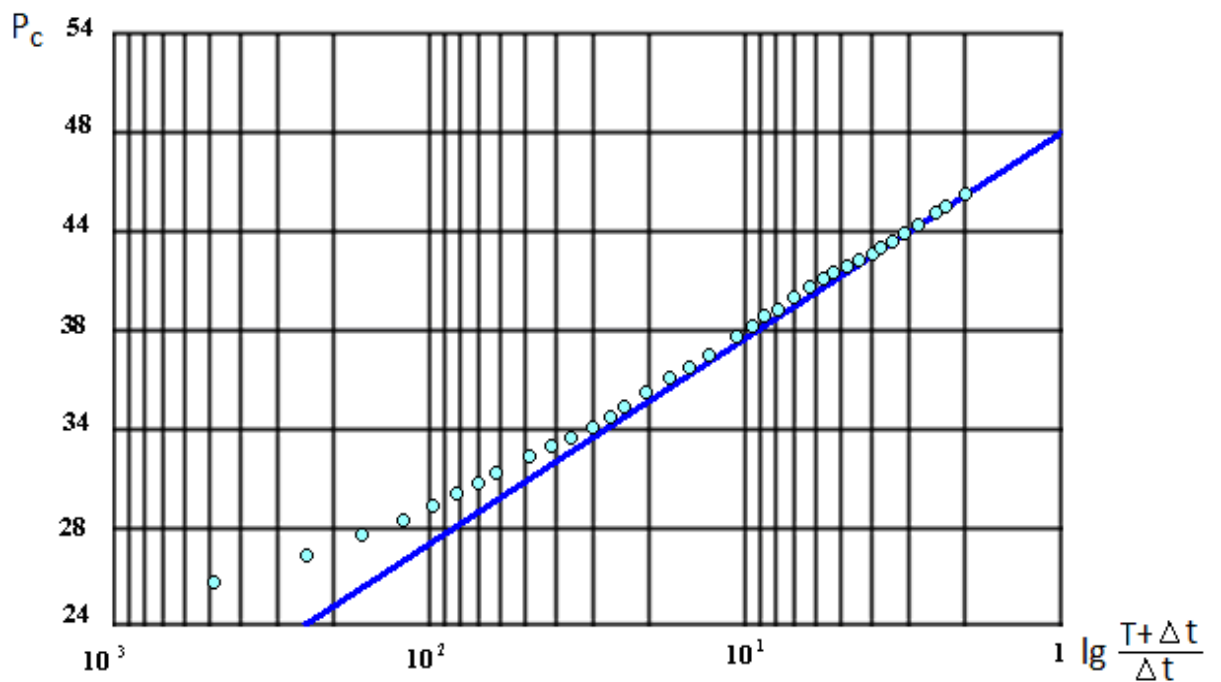


Рисунок 3.9 – КВД в координатах Хорнера.

На рисунке 3.10 приведена КВД в координатах $P - \sqrt{t}$. По углу наклона прямой линии по данным раннего времени исследования и

проницаемости вычислена $L_T = 3,27$ м, что практически данным, полученным при моделировании: $L_T = 3,05$ м.

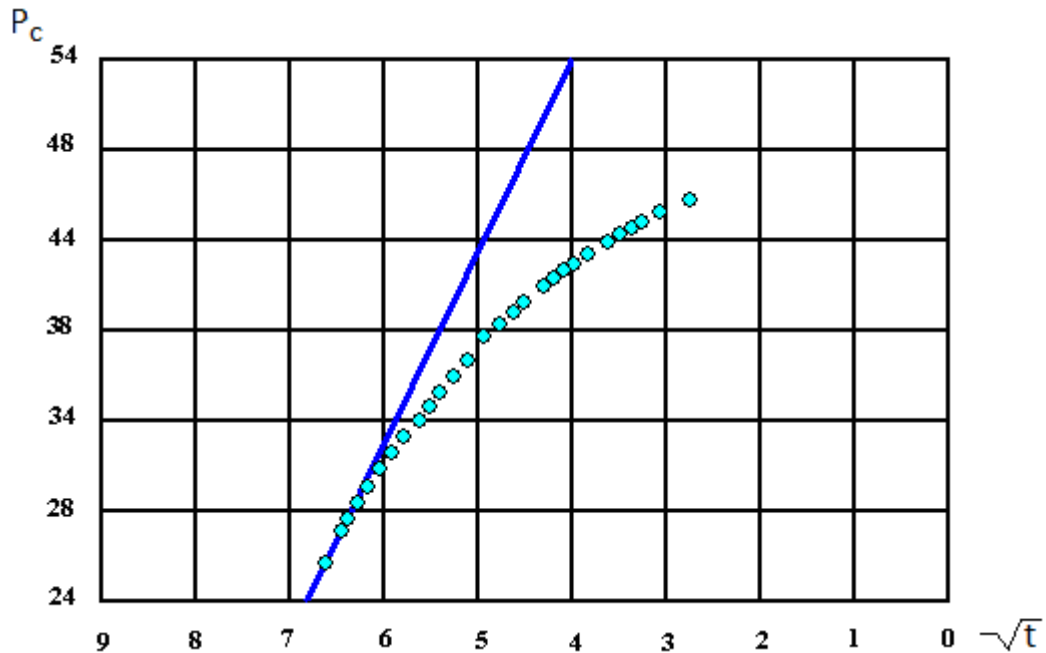


Рисунок 3.10 – График $P - \sqrt{t}$

3.3 Влияние ствола скважины и скин-эффекта на КВД

Для оценки характера влияния емкости ствола скважины и скин-эффекта на КВД выполнено моделирование процессов восстановления давления в скважинах при различных показателях указанных параметров. Расчеты параметров пласта по полученным в результате моделирования КВД выполнены для различных фильтрационных характеристиках пласта. Рассмотрим три следующие схемы исследования пласта:

Расчеты выполнены для трех рассмотренных схем исследования пластов, когда:

1. После остановки скважины накопление жидкости происходит в затрубном пространстве (происходит восстановление уровня), $r_T = 63$ мм.
2. При работе с пакером после остановки скважины жидкость накапливается в НКТ (например, когда после прекращения свабирования насосно-компрессорные трубы остаются незаполненными жидкостью) при $r_T = 31$ мм.

3. При работе с пакером остановка скважины производится перекрытием клапана на забое (на уровне пакера), где срабатывает запорный клапан, $r_T = 0$.

В таблице 3.1 приведены результаты расчета времени действия эффекта послепритока для пласта с проницаемостью $k = 10 \text{ мкм}^2$, 5 мкм^2 и 1 мкм^2 , толщина пласта $h = 10 \text{ м}$, вязкость пластовой жидкости $\mu = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Таблица 3.1 – Время действия послеприточного эффекта - t_{II}

№ пп	$kh/\mu,$ $D^* \text{см}/\text{сП}$	Внутренний диаметр труб, мм		
		$r_T = 63$	$r_T = 31$	$r_T = 0$
1	10	30 час или 1,25 сут	7,5 час	0,1 час
2	5	60 час или 2,50 сут	14,0 час	0,2 час
3	1	300 час или 12,50 сут	70,0 час или 2,90 сут	1,0 час

Как видно из таблицы 3.1, для низко проницаемых пластов даже при их толщине до 10 м исследование по обычной схеме требует записи КВД длительностью более 1,25 суток – 1-й вариант расчета. Только в этом случае можно получить конечный участок КВД и определить фильтрационные свойства пласта.

При работе с пакером на получение конечного участка КВД уже достаточно 7,5 часов, а при наличии пакера и отключении скважины на забое “послеприток” уже не играет никакой роли и вся КВД практически с момента остановки скважины пригодна для обработки.

При уменьшении гидропроводности в два раза увеличивается и время послепритока в два раза. Теперь уже более 2,5 суток требуется для выхода на прямолинейный конечный участок КВД при работе без пакеров, при работе с пакером и заполнении НКТ требуется более 14 часов, а при пакерной

компоновке и перекрытии скважины на забое достаточно 12 минут, чтобы преодолеть период влияния скважины на КВД.

При снижении гидропроводности в 10 раз для записи КВД с получением конечного участка требуется более 12,5 суток при исследовании без пакеров; 2,9 суток – при работе с пакером и заполнении НКТ после остановки скважины; и всего 1 час – при пакеровке скважины и перекрытии ее на забое.

На рисунках 3.11 и 3.12 приведены кривые восстановления давления, построенные в полулогарифмических координатах ($P - \lg t$), и кривые производных давления, построенные в лог-лог координатах ($\lg P' - \lg t$). Эти кривые получены в результате моделирования процессов при условиях, что пласт бесконечный, пластовое давление – 10 МПа, депрессия на пласт – 10 МПа, гидропроводность пласта – $kh/\mu = 10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$. Моделирование рассматриваемых процессов осуществлено на основе решения уравнения диффузии, что было рассмотрено во втором разделе. На каждом графике показаны три кривые восстановления давления и их производные. Первая не учитывает влияние ствола скважины, так как получена при работе с пакером и остановкой скважины перекрытием клапана на забое. Вторая – получена также при работе с пакером, но отличается тем, что после остановки скважины жидкость накапливается в НКТ диаметром 73 мм. Третья кривая получена после остановки скважины перекрытием клапана на забое, а накопление пластовой жидкости здесь происходит в затрубном пространстве в колонне 146 мм.

На рисунке 3.11 показаны три КВД, полученные при моделировании процесса с учетом того, что проницаемость призабойной зоны пласта равна проницаемости удаленной зоны, т.е. скин-эффект равен нулю. Первая кривая, полученная в условиях отсутствия послепритока ($d_c = 0 \text{ мм}$), уже через десять минут выходит на конечный прямолинейный участок и на всем своем протяжении имеет одинаковый наклон, равный 1,5 МПа/л.ц. На других двух КВД имеется сильно выраженный начальный искривленный участок.

Конечный прямолинейный участок у этих кривых формируется спустя 7,5 часов для кривой с $d_c = 73$ мм и не менее 22-25 часов для кривой с $d_c = 146$ мм.

Как видно, конечный прямолинейный участок, полученный при работе с накоплением жидкости в обсадной колонне, сформирован при времени 80000-90000 с (или 22 –25 час).

На рисунке 3.12 показана КВД, полученная при моделировании процесса при проницаемости призабойной зоны пласта при радиусе в десять раз меньшей проницаемости удаленной зоны (семь метров).

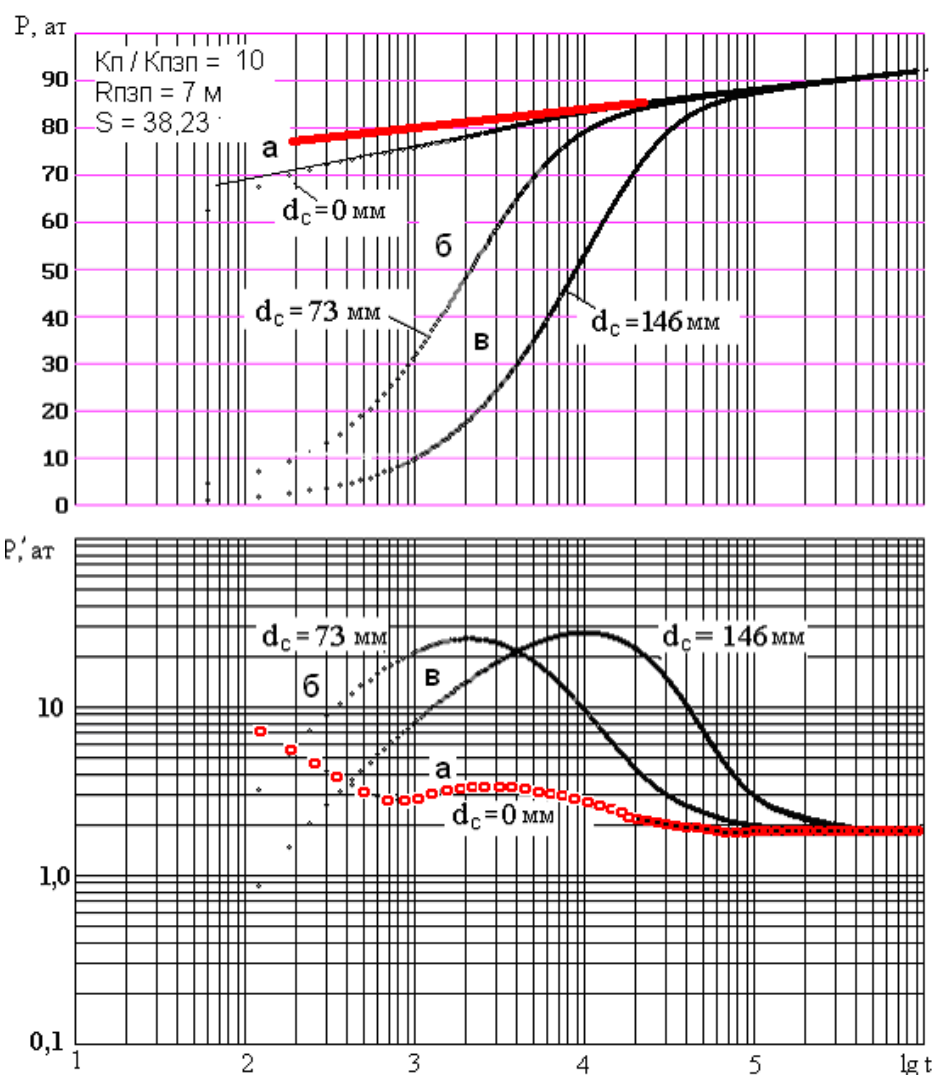


Рисунок 3.11 – Кривые восстановления давления, полученные при моделировании процессов восстановления давления при притоке после остановки скважины: в 146 мм колонну; в 73 мм НКТ; в подпакерную зону, $S = 38,23$

Скин-эффект здесь рассчитан по известной формуле Хоукинса $S = ((K_n/K_{nzn}) - 1) * \ln(R_{nzn}/R_c)$ и равен 38,23.

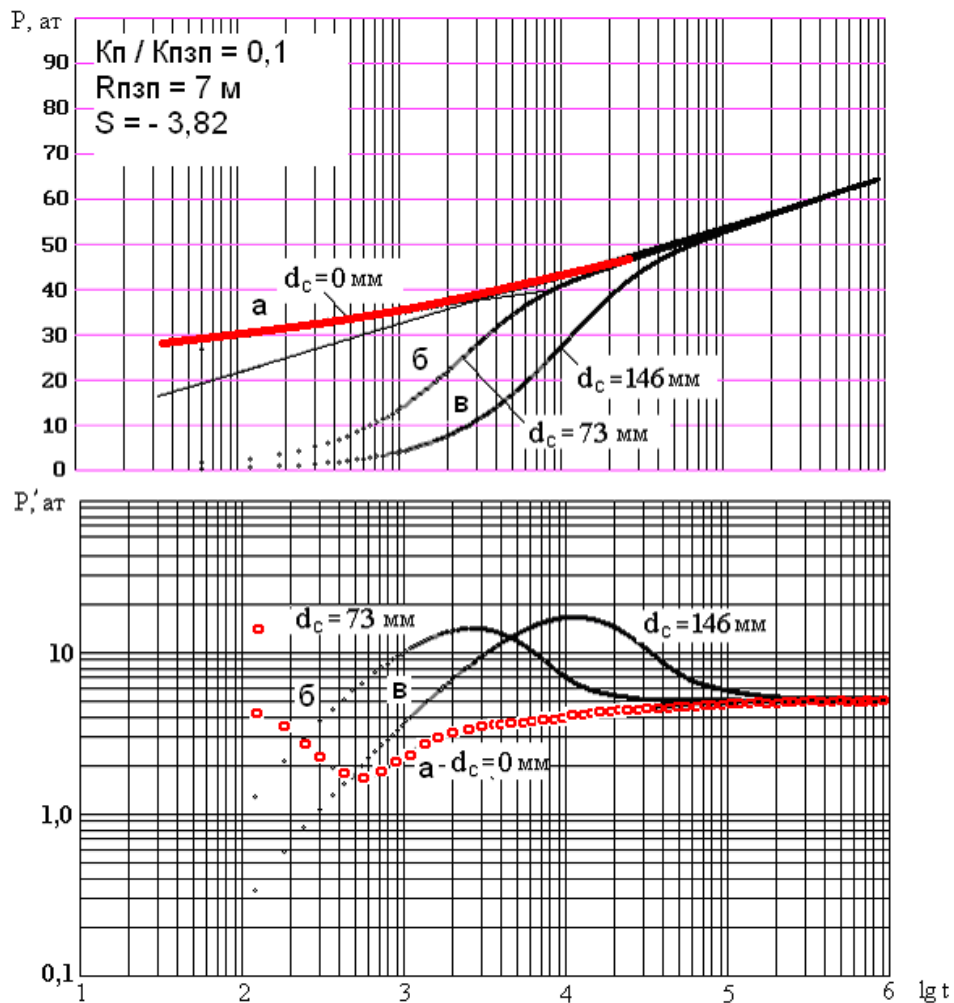


Рисунок 3.12 – Кривые восстановления давления, полученные при моделировании процессов восстановления давления при притоке после остановки скважины: в 146 мм колонну; в 73 мм НКТ; в подпакерную зону, $S = -3,82$

КВД на рисунке 3.12 получены при условии, что проницаемость призабойной зоны в десять раз больше проницаемости удаленной зоны. Скин-эффект имеет здесь отрицательные значение $-3,82$.

Очевидно, из указанного выше следует простой вывод: необходимо повсеместно проводить ГДИ по схемам, предусматривающим изоляцию ствола скважины от зоны перфорации с ее перекрытием на забое. Это не

только значительно сокращает время исследования, но и позволяет получить более информативную КВД, по которой более достоверно оценивается состояние ПЗП.

Такие условия работы обеспечивают схемы исследований, где отработка скважины перед остановкой осуществляется либо сваби́рованием скважины, либо откачкой жидкости из подпакерного в затрубное пространство струйными аппаратами, либо заполнением полупустых труб при работе с ИПТ. Только эти приемы выполнения ГДИ обеспечат получение качественных КВД и точные, достоверные фильтрационные параметры пласта.

3.4 Разработка метода интерпретации результатов ГДИ в скважинах с ГРП

Рассмотренные выше примеры обработки результатов ГДИ в скважинах с ГРП касались возможностей оценки параметров пласта по различным участкам кривой снижения давления, соответствующим различным видам течения. Показано, что начальный участок КСД может быть проинтерпретирован с построением графика $P - \sqrt{t}$, а конечная часть КСД обрабатывается по стандартному графику $P - \lg t$.

Что касается КВД, то последняя записывается после отработки скважины в течение времени T и поэтому кривая восстановления давления записывается после того, как в пласте уже сформирована воронка депрессии, которая может охватывать в зависимости от времени отработки скважины как зону плоскопараллельного течения (рисунок 3.13 (1)) и зону переходного течения (2), так и зону радиального течения (3). Поэтому при применении принципа суперпозиции необходимо учитывать, к какой зоне относится радиус влияния скважины перед ее остановкой для записи КВД.

ИССЛЕДОВАНИЯ

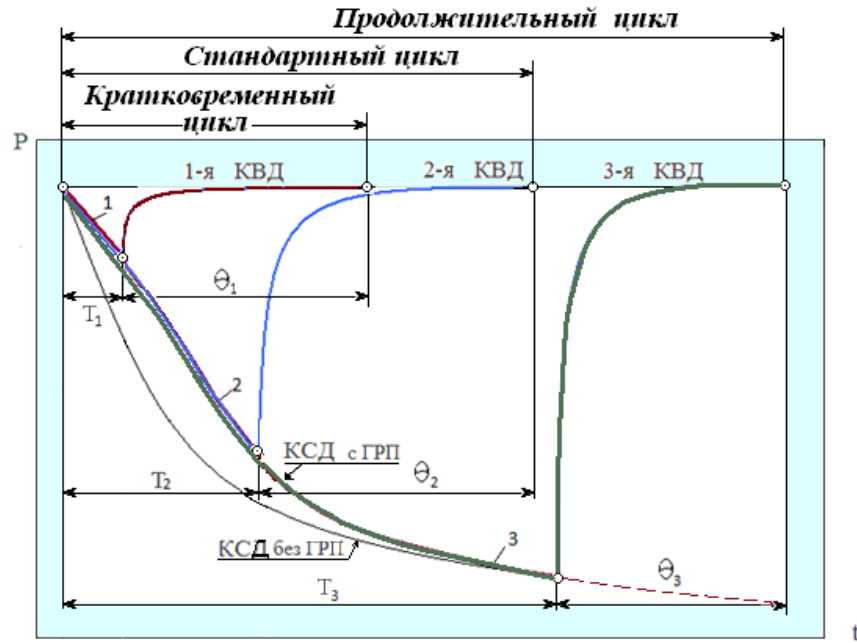


Рисунок 3.13 – Виды кривых восстановления давления

Первая КВД на рисунке 3.13 записана после кратковременной отработки скважины в течение времени T_1 . Время восстановления давления – θ_1 .

Поскольку КВД записана в условиях, когда начальная волна депрессии при притоке находится еще в плоскопараллельной зоне, и вторая волна также находится в плоскопараллельной зоне, то давление на забое скважины может быть в этой ситуации определено как:

$$\Delta P_1 = q \frac{\mu}{\kappa L_T h} \times (\sqrt{4\chi} \times [\sqrt{T_1 + \theta_1} - \sqrt{\theta_1}]), \quad (3.13)$$

А на самой поздней стадии, когда $\theta \gg T$, наступит обычный режим, соответствующий работе пласта для радиального течения:

$$\Delta P_1 = q \frac{\mu}{4\pi k h} \times \ln \frac{T_1 + \theta_1}{\theta_1}. \quad (3.14)$$

Очевидно, период записи начальной КВД, когда оба вида течения находятся еще в плоскопараллельной зоне, может быть оценен по известной формуле:

$$t = T + \theta < \frac{L_T^2}{4\chi}. \quad (3.15)$$

А начало последней стадии исследования, когда оба вида потоков достигают радиальной зоны фильтрации, начнется через время:

$$t = \theta > \frac{(2L_T)^2}{4\chi}. \quad (3.16)$$

Вторая КВД на рисунке 3.13 записана после того, как волна депрессии от пуска скважины в работу достигла переходной зоны, и перепад давления от этой волны будет определяться как некоторая функция, соответствующая как течению плоскопараллельному, так и радиальному, то есть:

$$\frac{(2L_T)^2}{4\chi} \leq t < \frac{L_T^2}{4\chi},$$

$$\Delta P_1 = q \frac{\mu}{kh} \times \left[\alpha_1 \frac{1}{L_T} \times \sqrt{\chi} \times \sqrt{T_2 + \theta_2} + \alpha_2 \frac{1}{4\pi} \ln(4\chi \times [T_2 + \theta_2]) \right], \quad (3.17)$$

где $\alpha_1 = \frac{t_2 - t}{t_2 - t_1}$; $\alpha_2 = \frac{t - t_1}{t_2 - t_1}$, а $\Delta P_2 = -q \frac{\mu}{kL_T h} \times \sqrt{\theta_2}$.

В результате для переходной зоны запишем:

$$\Delta P = q \frac{\mu}{k} \times \left[\alpha_1 \frac{1}{L_T h} \times \sqrt{\chi} \times \sqrt{T_2 + \theta_2} + \alpha_2 \frac{1}{4\pi h} \ln(4\chi \times [T_2 + \theta_2]) - \frac{1}{L_T + h} \times \sqrt{\chi} \times \sqrt{\theta_2} \right] \quad (3.18)$$

Для третьей ситуации, когда $\theta > \frac{(2L_T)^2}{4\chi}$,

$$\Delta P_3 = q \frac{\mu}{4\pi kh} \times \ln\left(\frac{T_3 + \theta_3}{\theta_3}\right). \quad (3.19)$$

Таким образом, для первой КВД графики могут быть построены в с координатой оси абсцисс.

Для начальной части:

$$X^{n_1} = \sqrt{T_1 + \theta_1} - \sqrt{\theta}.$$

Для конечной части:

$$X^{k_1} = \ln \frac{T_1 + \theta_1}{\theta_1}.$$

Для второй КВД:

$$X''_2 = \alpha_1 \frac{1}{L_T h} \times \sqrt{\chi} \times \sqrt{T_2 + \theta_2} + \alpha_2 \frac{1}{4\pi} \ln(4\chi(T_2 + \theta_2)),$$

$$X_2^\kappa = \ln \frac{T_2 + \theta_2}{\theta_2}.$$

Для третьей КВД:

$$X_3^\kappa = \ln \frac{T_3 + \theta_3}{\theta_3}.$$

3.5 Гидродинамические исследования скважин с гидроразрывом пласта

Как известно, на глубинах более 800-1000 метров, при гидроразрыве создаются вертикальные трещины (рисунок 3.14). Высота трещины, как правило, равна толщине пласта – $h_T = h$, создаются два крыла трещины, которые симметричны относительно скважин на расстояние L_T от нее. Считается, что раскрытость трещины w не изменяется по простиранию, проницаемость трещины k_T также постоянна.

Режим течения жидкости в пласте с трещиной обычно рассматривают для моделей трещины:

- конечной проводимости с безразмерной проводимостью менее 100;
- бесконечной проводимости – безразмерная проводимость трещины более 100.

Безразмерная проводимость трещины определяется как:

$$F_{BT} = \frac{k_T \cdot W}{k \cdot L_T}, \quad (3.20)$$

Созданная трещина в пласте значительно изменяет траекторию движения пластового флюида к скважине, в результате чего в пласте формируются течения следующего вида (рисунок 3.15):

- линейное течение в высокопроницаемой трещине;
- линейное течение в зоне пласта прилегающей перпендикулярно к трещине;

На кривых давления (как КСД, так и КВД) эти течения проявляются одновременно и рассматриваются как билинейный режим течения.

Радиальное течение жидкости в пласте имеет место, когда линии тока радиально направлены к скважине. Оно обнаруживается на расстоянии, значительно превосходящем длину трещины.

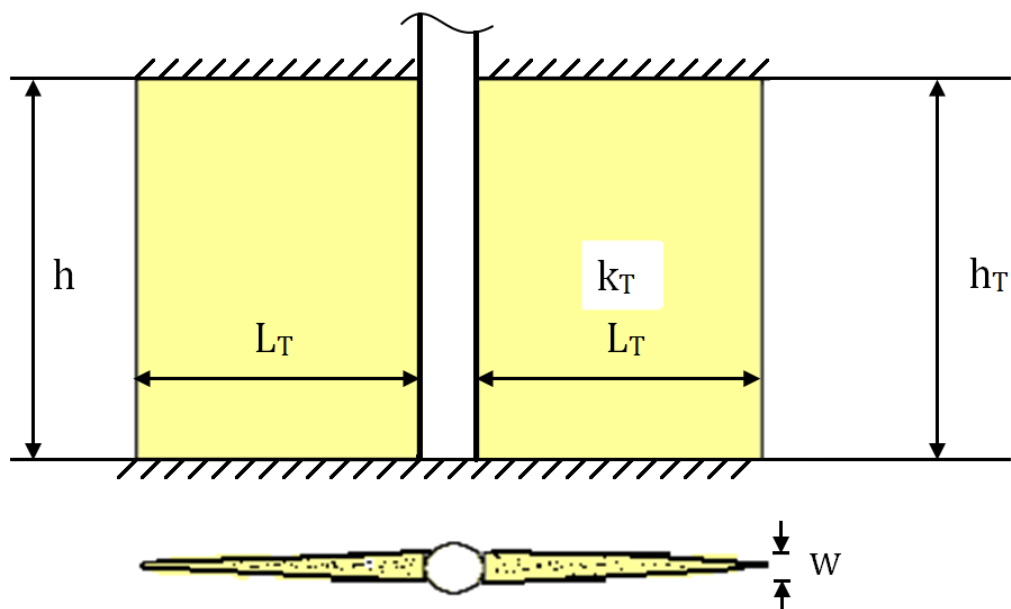


Рисунок 3.14 – Схема геометрии трещины

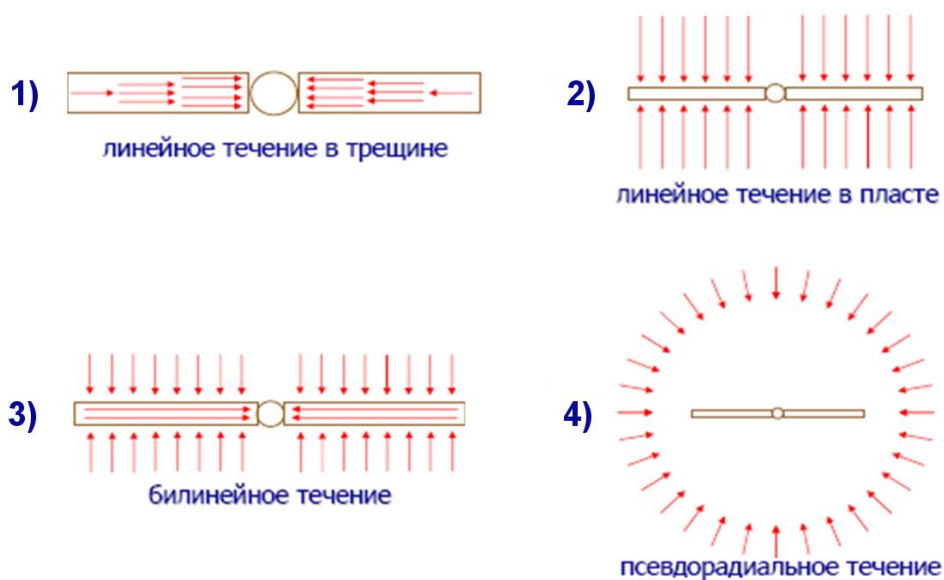


Рисунок 3.15 – Схемы течений жидкости в пласте и трещине

Следует учитывать, что при записи КВД поступление жидкости в скважину приостанавливается не сразу.

Даже если мгновенно добывающую скважину, приток пластового флюида в нее продолжается еще какое-то время. Это связано как с заполнением жидкостью пустого затрубного пространства, так и с сжимаемостью флюида.

Как указывалось ранее, характер изменения в скважине при ГДИ обычно рассматривается с анализом процессов с безразмерными параметрами:

- времени t_{δ} :

$$t_{\delta L_T} = \frac{kt}{m\mu\beta_{жс} \cdot L_T^2} = t_{\delta} \cdot \frac{r_c^2}{L_T^2}; \quad (3.21)$$

- давления P_{δ} :

$$P_{\delta} = \frac{kh}{qB\mu} \cdot \Delta P; \quad (3.22)$$

- времени по отношению к полудлине трещины $t_{\delta LT}$:

$$t_{\delta LT} = \frac{kt}{m\mu\beta_{жс} \cdot L_T^2}; \quad (3.23)$$

- проницаемости трещины, $k_{T\delta}$:

$$k_{T\delta} = \frac{k_T}{k}; \quad (3.24)$$

- раскрытости трещины, $w_{T\delta}$:

$$w_{T\delta} = \frac{w}{w_T}; \quad (3.25)$$

- пьезопроводности системы «пласт-скважина» $\chi_{T\delta}$:

$$\chi_{T\delta} = \frac{k_T}{\mu \cdot (m\beta_{жс})_T} \Big/ \frac{k}{\mu \cdot m\beta_{жс}}; \quad (3.26)$$

- проводимости трещины $F_{C\delta}$:

$$F_{C\delta} = k_{F\delta} \cdot w_{F\delta} = \frac{k_T \cdot w}{k \cdot L_T}. \quad (3.27)$$

Параметр $F_{c\sigma}$ определяет эффективность трещины как «канала» движения жидкости из дальних зон к стволу скважины. Чем больше раскрытость трещины w и больше ее проницаемость k_T , тем производительнее работает трещина. Параметр $L_T \cdot k$ – это характеристика подачи флюида к трещине; чем больше длина L_T и чем больше проницаемость пласта k , тем лучше пласт питает трещину. То есть, чем больше относительная проводимость трещины, тем эффективнее работает канал.

При $F_{c\sigma} > 300$ трещина имеет бесконечную проводимость, и потери давления в ней малы.

При плоско-параллельном течении в пласте давление в скважине зависит от квадратного корня из времени:

- безразмерное давление от безразмерных переменных :

$$P_{\sigma} = \frac{2\sqrt{\pi}}{F_{c\sigma}} \sqrt{\chi_{T\sigma}} \cdot \sqrt{t_{\sigma L_T}} ; \quad (3.28)$$

а давление в скважине:

$$P_{cT} = P_{nl} - \frac{qB}{wh} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k_T (m\beta_{жс})_T}} ; \quad (3.29)$$

где P – давление, Па; t – время, с; q – дебит, м³/с; h – мощность пласта, k – проницаемость пласта, м²; L_T – полудлина трещины, м; m ; μ – вязкость, Па·с; $\beta_{жс}$ – общая сжимаемость, Па⁻¹.

На основе этой зависимости строится график давления корня из времени, и определяется параметр трещины $w\sqrt{k_T \cdot (m\beta_{жс})_T}$. В то же время следует учитывать, что давление в скважине искажается влиянием емкости скважины.

Билинейный режим проявляется при безразмерной проводимости трещины $F_{c\sigma} < 300$. Тогда давление в скважине определяется корнем четвертой степени из времени. Зависимость давления принимает вид:

- в безразмерных параметрах:

$$P_{\sigma} = \frac{1}{\sqrt{F_{C\sigma}}} \sqrt[4]{t_{\sigma L_T \sigma t}} ; \quad (3.30)$$

- в размерных:

$$P_{cT} = P_{nl} - \frac{q\mu}{\sqrt{L_T} \cdot kh \cdot \sqrt{F_{C\sigma}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{k}{m\mu\beta_{эс}}} \cdot \sqrt[4]{t} . \quad (3.31)$$

Построение графика давления P_c от корня четвертой степени из времени $t^{1/4}$ образует прямую линию (рисунок 3.16).

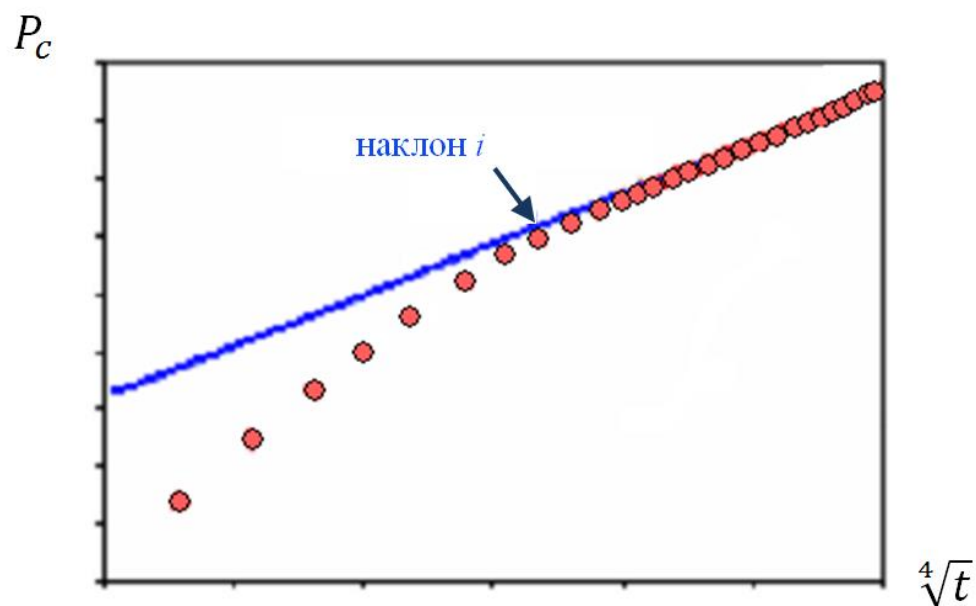


Рисунок 3.16 – График в координатах $P_c - t^{1/4}$

Тангенс угла наклона образованной прямой линии равен:

$$i = \frac{q\mu}{\sqrt{L_T} \cdot kh \cdot \sqrt{F_{C\sigma}}} \cdot \sqrt[4]{\frac{k}{m\mu\beta_{эс}}} . \quad (3.32)$$

Вычисляя значение безразмерной проводимости в соответствии с формулой:

$$F_{C\sigma} = \frac{(q\mu)^2}{(i \cdot kh)^2 \cdot L_T} \cdot \sqrt[4]{\frac{k}{m\mu\beta_{эс}}} , \quad (3.33)$$

можно определить проводимость трещины:

$$wk_T = \frac{(q\mu)^2}{(i \cdot h)^2 \cdot k} \cdot \sqrt{\frac{k}{m\mu\beta_{жс}}} \quad (3.34)$$

Часто билинейный режим течения искажается влиянием емкости ствола скважины. При трещине конечной проводимости возникает билинейное течение. Тогда забойное давление изменяется линейно от корня четвертой степени из времени. При этом графики давления и производной давления – прямые линии с наклоном 1/4 на билогарифмических графиках (рисунок 3.17).

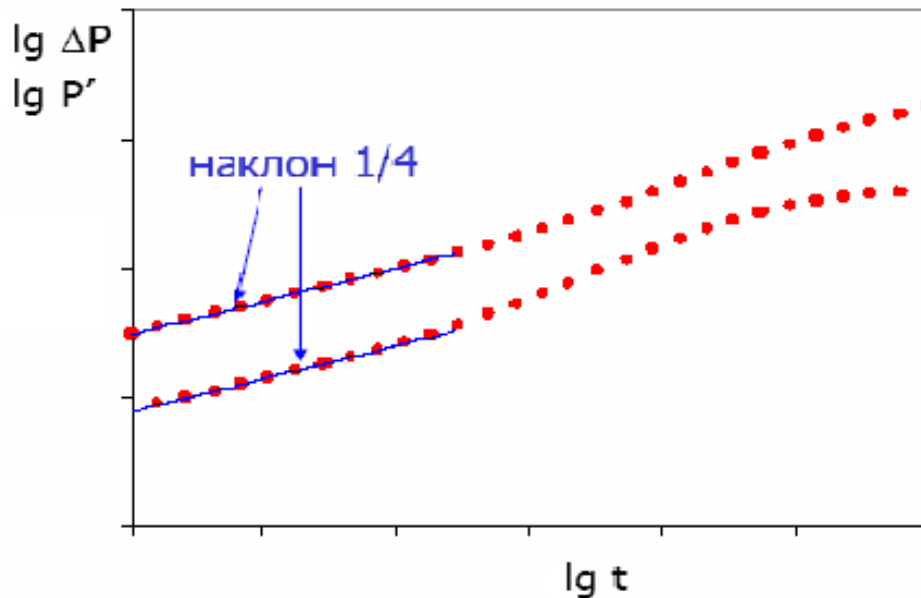


Рисунок 3.17 – Билгарифмические графики при билинейном течении

Значения давлений и производных давления на представленных кривых давления и его производной отличаются в 4 раза и связаны следующим образом:

$$P_{\delta} = \frac{1}{\sqrt{F_{C\delta}}} \cdot t_{\delta L_T}^{1/4}, \quad (3.35)$$

$$P'_{\delta} = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\sqrt{F_{C\delta}}} \cdot t_{\delta L_T}^{1/4} = \frac{1}{4} P_{\delta}. \quad (3.36)$$

Плоско-параллельное течение проявляется явно в трещинах бесконечной проводимости. Давление и производная давления зависят линейно от квадратного корня из времени:

- при безразмерных параметрах:

$$P_{\bar{o}} = \sqrt{\pi \cdot t_{\bar{o}L_T}} ; \quad (3.37)$$

- при размерных параметрах:

$$P_{\bar{o}} = P_{пл} - \frac{q}{hL_T} \cdot \sqrt{\frac{\mu}{km\beta_{жс}}} \cdot \sqrt{t} . \quad (3.38)$$

На графиках «давление – время» в координатах $P_c, t^{1/2}$ образуется прямая линия (рисунок 3.18).

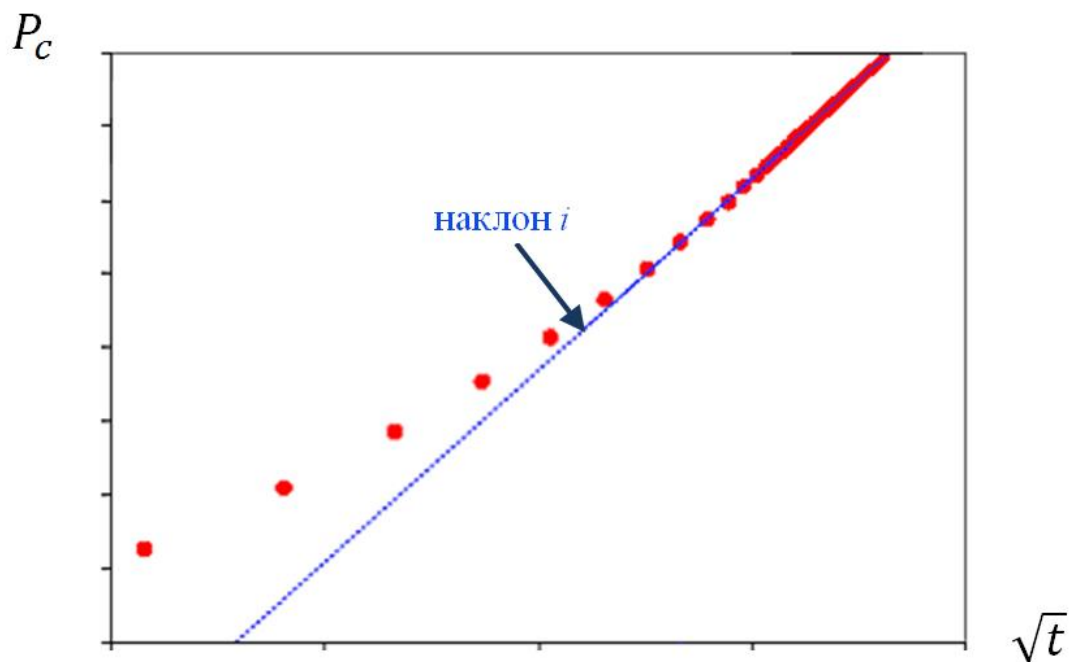


Рисунок 3.18 – График КВД $P_c - t^{1/2}$

Тангенс угла наклона такой прямолинейной КВД равен:

$$i_1 = \frac{q}{hL_T} \cdot \sqrt{\frac{\mu}{km\beta_{жс}}} . \quad (3.39)$$

По величине i определяется трещина L_T :

$$L_T = \frac{q}{i_1 \cdot h} \cdot \sqrt{\frac{\mu}{km\beta_{ж}}} \quad (3.40)$$

График производной давления также имеет прямолинейную форму с наклоном 1/2 (рисунок 3.19).

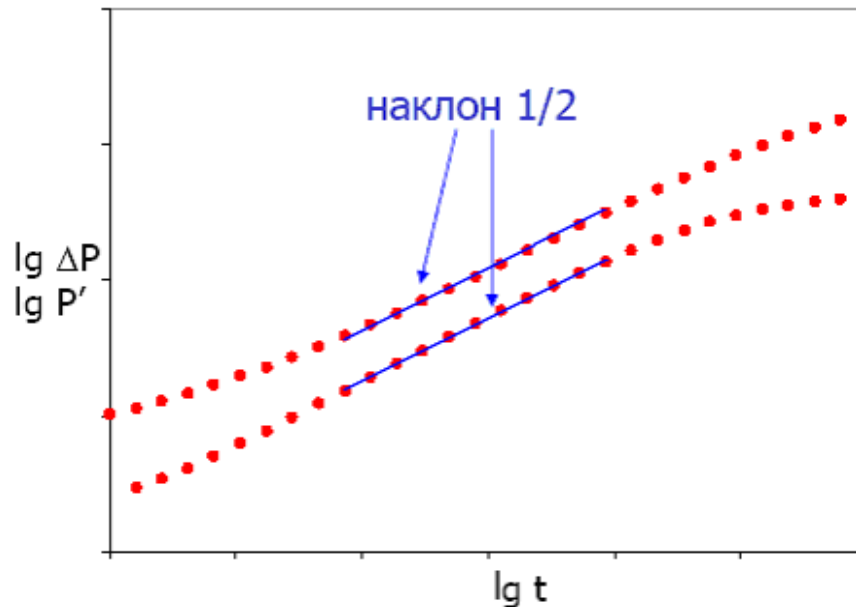


Рисунок 3.19 – Билогарифмический график давления и производной давления

Функции давления и производной имеют вид:

$$P_{\sigma} = \sqrt{\pi \cdot t_{\sigma L_T}} \quad (3.41)$$

$$P'_{\sigma} = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\pi \cdot t_{\sigma L_T}} = \frac{1}{2} P_{\sigma} \quad (3.42)$$

Радиальный режим течения достигается, когда трещина перестает влиять на поведение давления, которое изменяется как при радиальном течении к скважине с укрупненным эффективным радиусом $r_{сэ}$.

В период радиального течения давление линейно зависит от логарифма времени. Зависимости принимают вид:

- в безразмерных переменных:

$$P_{\bar{o}} = \frac{1}{2} (\ln t_{\bar{o}r_{c\bar{o}}} + 0,81), \quad (3.43)$$

где $t_{\bar{o}r_{c\bar{o}}} = \frac{kt}{m\mu\beta_{жс} \cdot r_{c\bar{o}}^2}$;

- в размерных переменных:

$$P_c = P_{nl} - \frac{q\mu}{kh} \cdot \left(\ln t + \ln \frac{k}{m\mu\beta_{жс} \cdot r_{c\bar{o}}^2} - 7,12 \right), \quad (3.44)$$

где P – давление, Па; t – время, с; q – дебит, м³/с; L_T – длина трещины, м; h – мощность пласта, м; μ – вязкость, Пас; k – проницаемость пласта, м²; $\beta_{жс}$ – общая сжимаемость, Па⁻¹.

Радиальный режим течения рассматривается как течение во всей зоне дренирования скважины. При этом зона линейного течения определяется как зона радиального течения с эффективным радиусом $r_{c\bar{o}}$ в скин-зоне $S_{\bar{o}}$:

$$r_{c\bar{o}} = r_c \exp(-S_{\bar{o}}). \quad (3.45)$$

Скин-эффект $S_{\bar{o}}$ является функцией полудлины трещины x_T , и безразмерной проводимости трещины $F_{C\bar{o}}$:

$$S_{\bar{o}} = G(F_{C\bar{o}}) - \ln \frac{L_T}{r_c}. \quad (3.46)$$

Значение функции $G(F_{C\bar{o}})$ определяется из графика Синко-Лея и Саминиего. При значениях безразмерной проводимости трещины $F_{C\bar{o}}$ больших 100 функция $G(F_{C\bar{o}})$ постоянна и равна 0,69 (рисунок 3.20).

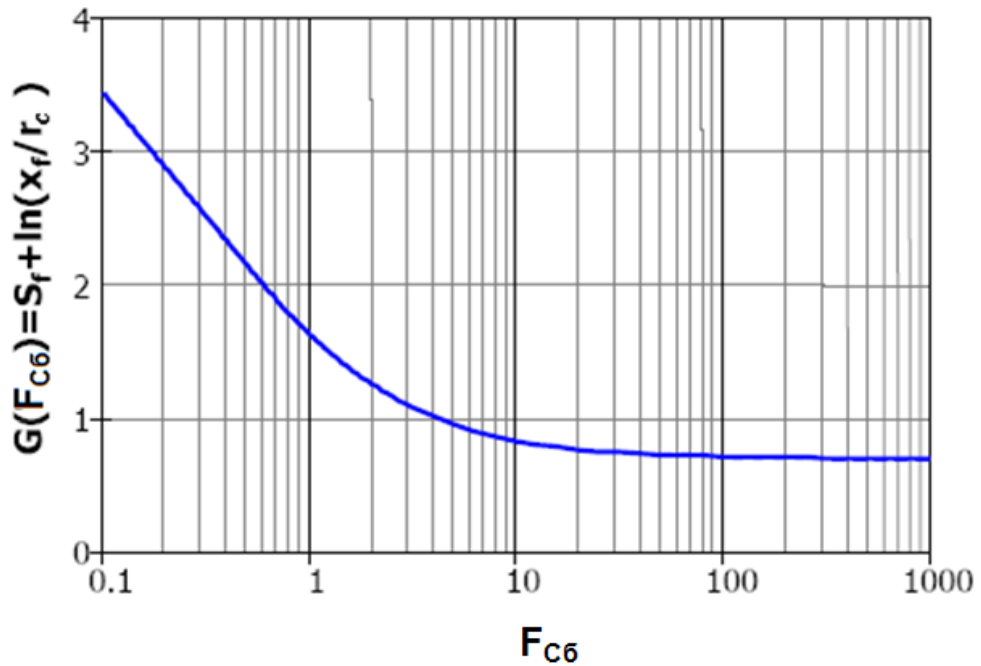


Рисунок 3.20 – График зависимости безразмерной проводимости трещины F_{C6} от функции $G(F_{C6})$

Для $F_{C6} > 100$ эффективный радиус скважины равен:

$$r_{cэ} = \frac{L_T}{2}. \quad (3.47)$$

При $F_{C6} < 100$ $G(F_{C6})$ эффективный радиус определяется по формуле:

$$r_{cэ} = L_T \exp\{-G(F_{C6})\}. \quad (3.48)$$

Анализ данных ГДИ в скважине с трещиной состоит в следующем:

- строятся диагностические графики зависимостей давления и производной давления от времени в логарифмическом масштабе;
- выделяются режимы течения в соответствии с диагностическими признаками производной: билинейный режим (тангенс угла наклона производной $i = 1/4$ и значение давления в 4 раза больше значения производной); линейный режим (тангенс угла наклона производной $i = 1/2$ и значение давления в 2 раза больше значения производной); радиальный режим (выход на горизонталь производной давления);

- выделяются интервалы времени, когда проявился тот или иной режим течения, в эти интервалы времени значения давлений образуют прямую линию на соответствующих графиках;

- иногда линейный или билинейный режимы не наблюдаются (это зависит от параметров трещины), если длительность исследования недостаточна, то радиальный режим течения может быть не достигнут;

- на графике в полулогарифмических координатах выделяется прямолинейный участок, соответствующий радиальному течению, по тангенсу угла наклона прямолинейного участка определяется проницаемость пласта – k , по точке пересечения прямой линии с осью ординат – скин-фактор S_s ;

- на графике давления от квадратного корня из времени выделяется прямолинейный участок, по тангенсу угла наклона этого участка определяется полудлина трещины L_T ;

- для выявления существования билинейного режима течения строится график давления от корня четвертой степени из времени; получение прямолинейного участка свидетельствует о проявлении билинейного режима течения в пласте, по тангенсу угла наклона этого участка определяется безразмерная проводимость трещины F_{cb} .

Если билинейный режим не выделяется описанным выше способом, то это вероятнее всего связано с влиянием скин-эффекта трещины S_T . Дополнительные сопротивления движению жидкости к трещине и по трещине (скин-эффект трещины) имеют следующую природу:

– в виде слоев низкой проницаемости на стенках трещины, образованных жидкостью гидроразрыва (рисунок 3.21 а);

– в виде закупорки входной части трещины в скважину, снижающей проницаемость трещины (рисунок 3.21 б).

Независимо от расположения зоны загрязнения поведение давления для обоих случаев идентично и отличается от случая незагрязненной трещины.

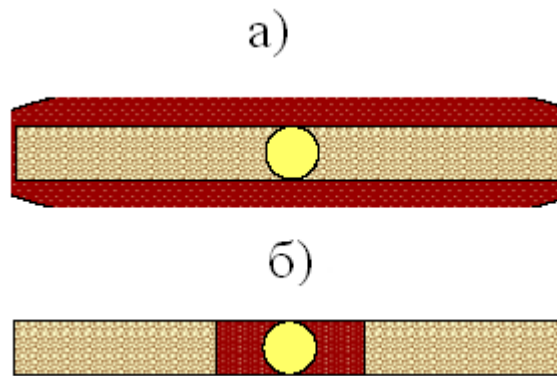


Рисунок 3.21 – Схемы загрязнений трещины

При наличии скин-эффекта кривая производной давления сохраняет все диагностические признаки. Но кривая падения давления изменяется (рисунок 3.22). При этом отсутствует параллельность кривых изменения давления и производной давления.

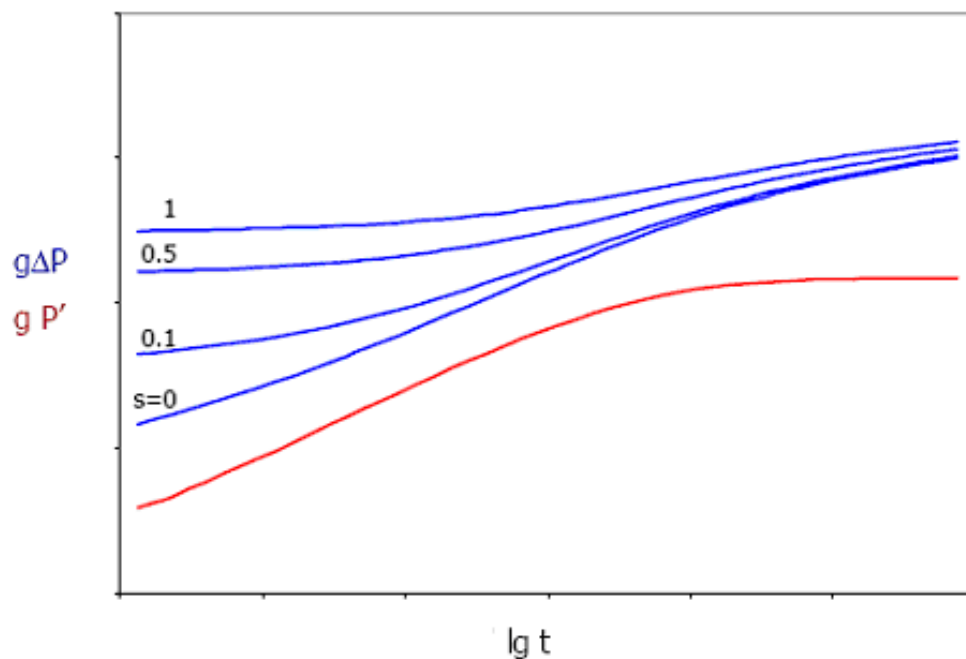


Рисунок 3.22 – Графики зависимости $P - \lg t$ и $P' - \lg t$ в билогарифмических координатах при наличии S

Как видно, чем больше скин-эффект, тем больше расстояние между кривыми.

Влияние эффекта послепритока дополнительно искажает характеристики давления. Чем больше загрязнение трещины, тем больше изменяется давление, а на графике производной давления появляется характерный признак загрязнения пласта у скважины – максимум производной давления (рисунок 3.23).

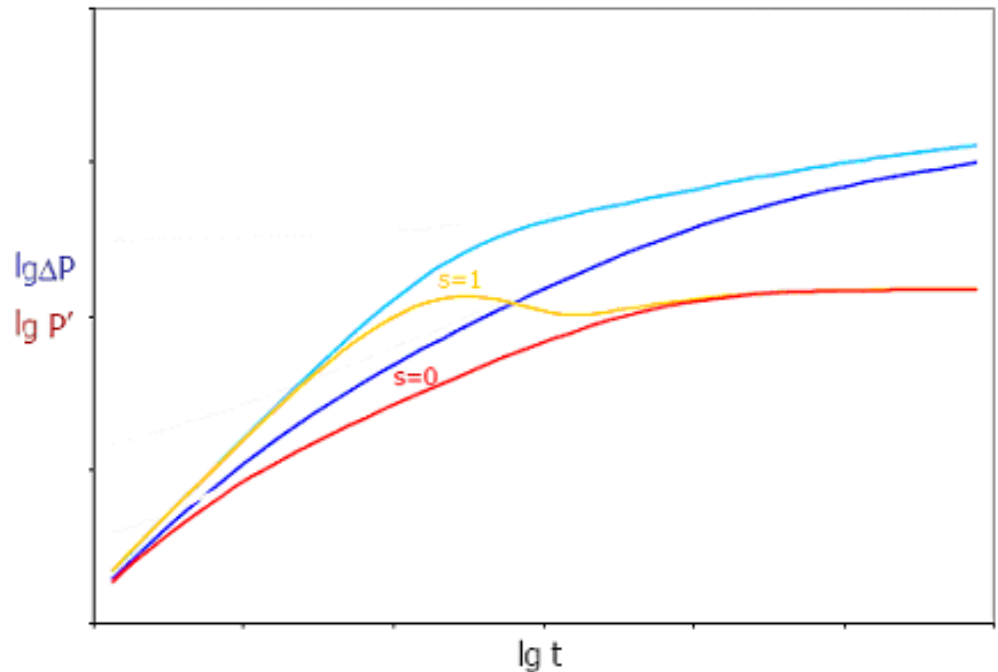


Рисунок 3.23 – Графики зависимости $P - \lg t$ и $P' - \lg t$ в бипологарифмических координатах при наличии S и C

Для успешного проектирования исследований в скважинах с ГРП необходимо знать, сколько времени необходимо проводить ГДИ, чтобы достичь того или иного режима течения.

Как уже отмечено выше, для оценки параметров трещины необходимо выполнить исследование с фиксированием процессов фильтрации в дальних зонах с радиальным течением. Для надежности оценок необходимо, чтобы время замера более чем в 10 раз превышало время замера процессов в ближней и средней зонах.

Когда время исследования недостаточно для формирования радиального течения, то дальняя зона будет не охвачена зондированием. А

параметры ближайшей и средней зон пласта могут быть определены вышеописанным способом.

Обработка КСД и КВД гидроразрывной скважины может быть выполнена на основе эталонных кривых.

Наиболее популярным методом является метод на основе типовых кривых Синко-Лея для трещины конечной проводимости, построенных в координатах $[t_{\delta xf}, P_{\delta}]$ в логарифмическом масштабе (рисунок 3.24).

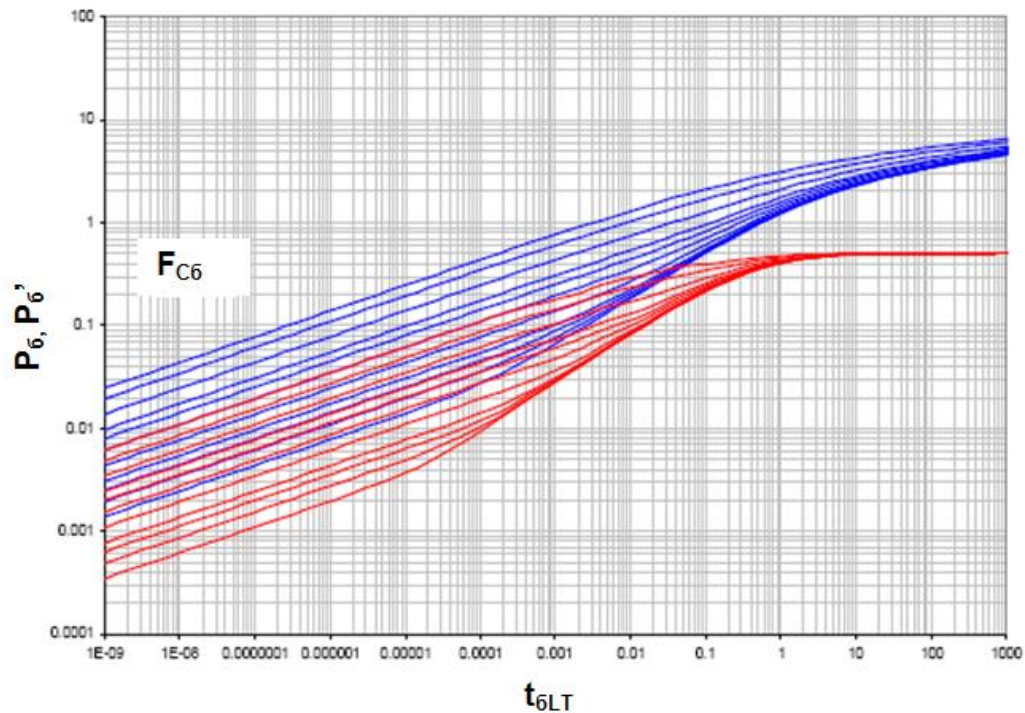


Рисунок 3.24 – Типовые кривые Синко-Лея для трещин конечной проводимости

При анализе данных ГДИ методом типовых кривых Синко-Лея определяются:

- проницаемость k (по величине смещения графиков по оси давления);
- полудлина трещины L_T (смещением графиков по оси времени);
- безразмерная проводимость трещины $F_{C\delta}$ – параметр выбранной типовой кривой.

Типовые кривые Синко-Лея для трещины бесконечной проводимости и эффектом послепритока построены на графике с координатами t_{6LT} , P_6 в логарифмическом масштабе (рисунок 3.25).

Анализ данных на основе метода типовых кривых Синко-Лея позволяет определить:

- проницаемость k (смещением графиков по оси давления);
- полудлину трещины L_T (смещением графиков по оси времени);
- коэффициент емкости ствола C_s (из графика).

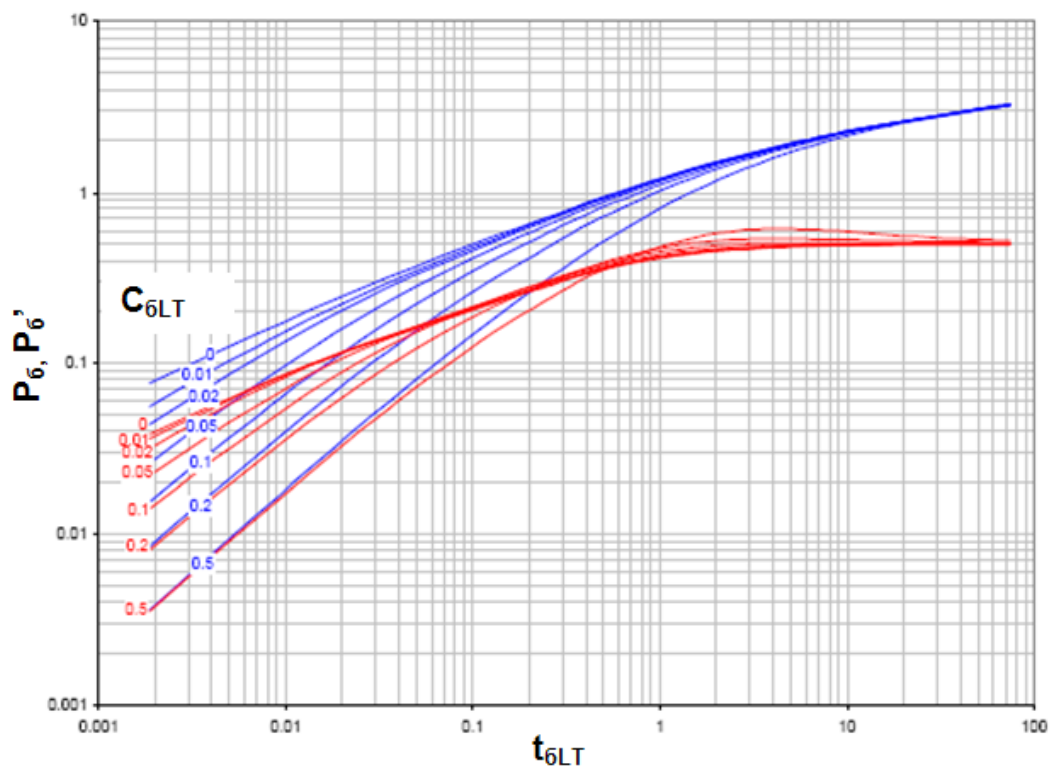


Рисунок 3.25 – Типовые кривые Синко-Лея для модели трещины бесконечной проводимости и эффектом влияния ствола скважины

Эти эталонные графики можно использовать для определения параметров пласта и трещины путем сравнения реальных графиков с ними. На практике КВД записываются при влиянии множества различных факторов (влияние ствола скважины, соседних пропластков, скин-эффекта, границ пласта и др.). А при длинных трещинах более 100 м и расстоянии менее 500

м между скважинами радиальный поток вообще может не сформироваться. Поэтому эталонные кривые следует применять в качестве диагностических.

3.6 Практика исследования гидроразрывных скважин

Нефтяные компании на территории Тюменской области по-разному применяют ГРП при интенсификации скважин. Иногда на многих месторождениях весь фонд добывающих скважин подвержен воздействию ГРП. Например, Повховское месторождение - ГРП проведен практически во всех скважинах. На наш взгляд, эффективность ГРП везде одинакова. Это происходит из-за того, что ГДИ проводится неравномерно, вследствие чего гидродинамические характеристики пластов не оцениваются перед ГРП, и нельзя наметить оптимальные планы.

На Самотлорском месторождении ГДИ проводятся после ГРП в большинстве скважин (пласта АВ₁¹⁻²). Особенность исследования объекта состоит в том, что он включен в разработку переводом скважин с ранее эксплуатируемых пластов (АВ₁³ или АВ_{2,3}). Исследования выполнялись установками «Бустер». Депрессия на пласт создавалась поэтапным снижением уровня жидкости в скважине продолжительностью 2-5 часов. В это же время происходит приток жидкости из пласта, КВД записывается в течение 10-20 часов.

Вызов притока осуществлялся установками «Бустер» путем импульсных запусков скважины в работу, чередующихся с записью кратковременных (в течение нескольких часов) КВД. Для таких режимов испытаний применен известный метод интерпретации данных ГДИ – Хорнера. Время притока определяется как отношение общего объема отобранной жидкости во всех циклах отработки к среднему дебиту в них.

Эти исследования по сути аналогичны испытаниям пластов на трубах и исследованиям освоения скважин установками струйных насосов. Это кратковременные отборы жидкости из пласта и остановки скважины. В конце серии отработок регистрируется КВД.

Заметим, что при исследовании с ИПТ и УОС в скважине устанавливаются пакеры, и регистрируемые кривые давления не сильно искажаются влиянием емкости ствола скважины. Установками «Бустер» же испытания ведутся в стволе скважины поэтапным снижением уровня. Поэтому КВД сильно искажается в начальное время восстановления давления влиянием емкости скважины.

Применялся и другой вид исследований – свабирование, когда кратковременными отборами нефти осваивались скважины. И в конце всех циклов свабирования записывалась КВД в течение нескольких часов, которая затем обрабатывалась по методу Хорнера.

Некоторые записи КВД при испытании УОСами по способу регистрации и методам результатов не отличались от стандартных методов исследования скважин. Исследования при регистрации КВУ существенно отличались тем, что замеры уровней в скважине проводились после длительной отработки скважин. Поэтому интерпретации КВУ выполнялись по методу Миллера-Дайеса-Хатчинсона (МДХ).

На рисунке 3.26 показан пример испытания скважины 38Р установкой для «Бустер». Замер осуществлен на глубине установки манометра $H = 1695$ м, интервал перфорации пласта $AB_1^{1-2} - 1683-1694$ м. Запись снижения давления до создания депрессии на пласт показало значение в 9,0 МПа за 14 часов замера. Как видно, зафиксировано низкое пластовое давление. В процессе исследования скважины зафиксировано пластовое давление, которое, как видно из графика составило 7,5 МПа. Начальный участок КВД, как видно из рисунка 3.27 б, сильно искривлен. Выделяется три прямолинейных участка:

1. ***a-a*** – начальная стадия исследования, первые 0,3-1,5 часа;
2. ***б-б*** – 2,5-5 часов;
3. ***в-в*** – 7-12,5 часов исследования.

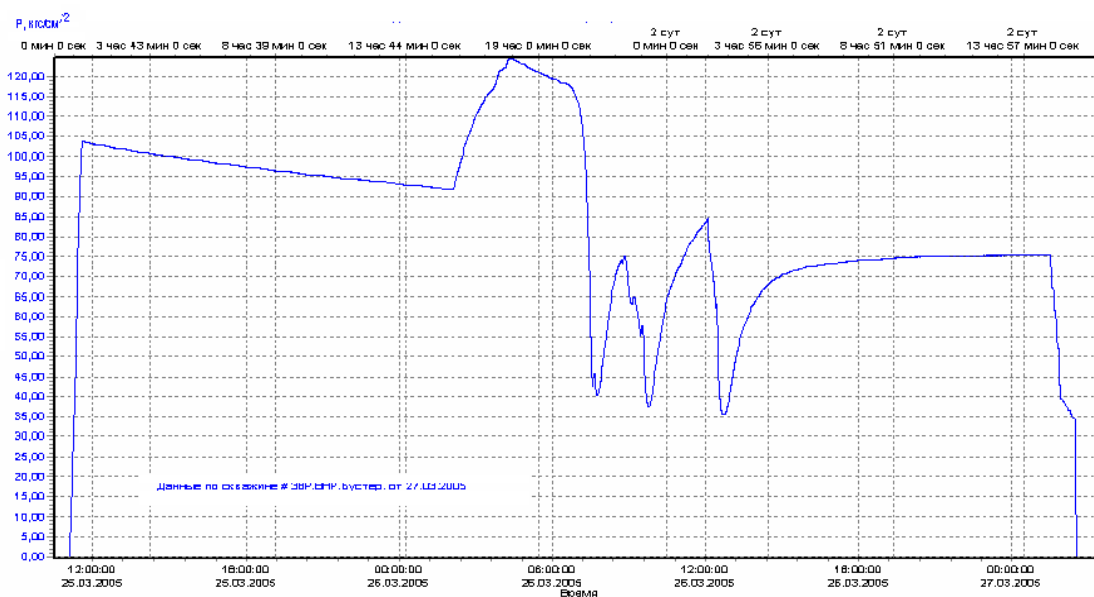


Рисунок 3.26 – Диаграмма давления, записанная при испытании установкой «Бустер» скважины 38P

КВД с различными прямолинейными участками характеризуется различными моделями фильтрации (рисунок 3.27 б). Это могли быть и слоистые пласты, и система с поддержанием постоянного давления, границы пласта и др. Более вероятна модель, когда КВД записана в условиях работы нескольких пропластков. Это следует из геофизической характеристики пластов, которые гидравлически связаны с объектом эксплуатации – проперфорированной верхней части пласта AB_1^{1-2} , в которой был проведен ГРП (рисунок 3.27 а). Вероятно, не вскрытые перфорацией нижние пропластки пласта AB_1^{1-2} соединялись вертикальной трещиной с верхними пропластками этого объекта, и система стала работать как единый объект. Работа верхних и нижних пропластков отображается на КВД в виде двух прямолинейных участков *а-а* и *б-б*.

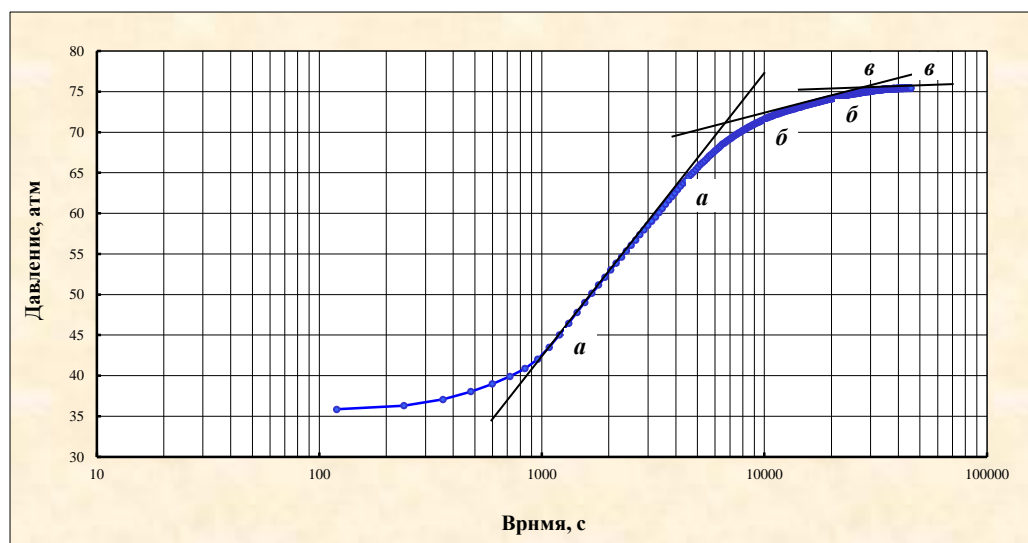
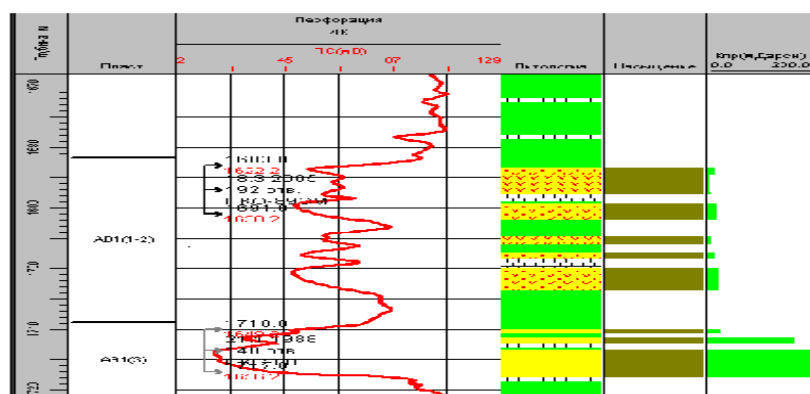


Рисунок 3.27 – а) геофизическая характеристика пласта;
б) график КВД скважины 38Р

Последний прямолинейный участок с очень малым наклоном (почти горизонтальная прямая), свидетельствует о проявлении высокопроницаемой напорной зоны пласта. Тот факт, что скважина работала с обводненностью 50% подтверждает, что вода поступала из нижнего пласта АВ₁³ (по заколонному пространству) в нижний выработанный и обводненный пласт АВ₁³.

Поэтому обработаны два прямолинейных участка *а-а* и *б-б*, характеризующих работу пласта.

Как видно из рисунка 3.28 б, КВД имеет «провал» в интервале 20000сек, т.е. через 5,5 часов после остановки скважины.

При построении КВД в полулогарифмических координатах $P - lgt$, этот «провал» отображается более резким отклонением КВД вниз, после чего КВД приобретает монотонный рост. По-видимому, на начальную часть КВД оказывает влияние остаточный эффект скважины (жидкость, пена и т.д.). Только после искривления процесс восстановления давления стал полностью определять работу пласта. Именно этот участок КВД и выбран для обработки и интерпретации КВД. Несмотря на нарушения в процедуре исследования данной скважины, важные параметры пласта по данной кривой все-таки возможно оценить. Но о поведении ПЗП представления не получено, так как начальная часть КВД, характеризующая эту зону, оказалась искаженной.

В таблицах 3.2, 3.3 и 3.4 представлены скважины, на которых после проведения ГРП производилась запись КВД, а также приведены данные по дебиту жидкости, полученному при запуске скважин, обводненности, эффективной мощности, глубины спуска манометра, интервалу перфорации и количеству проппанта, закачанного в каждую скважину.

Из представленных таблиц 3.2, 3.3 и 3.4 видно, что в 28 скважинах из 60 (или в 46%) получена обводненность 50% и более. На таких скважинах КВД недостаточно точно отражают параметры продуктивного пласта и трещины. Высокая обводненность, полученная после ГРП, указывает на поступление воды по заколонному пространству из нижележащих водонасыщенных горизонтов. В данном случае это ранее эксплуатируемые пласты АВ₁³ или АВ_{2,3}, разработка которых была остановлена из-за высокого процента воды в продукции скважин. Так как трещина ГРП инициировала связь с нижележащими пластами, то КВД, записанная в таких скважинах, отражает работу как проперфорированных интервалов пласта, так и подключенных по заколонному пространству посторонних пропластков. Поэтому интерпретация таких КВД является весьма приближенной.

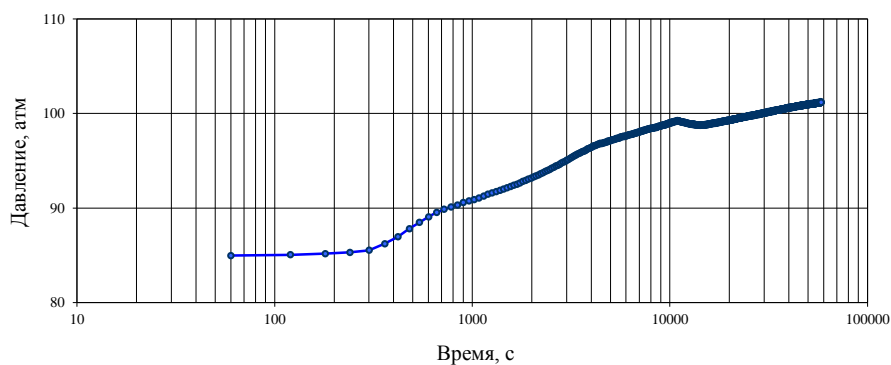
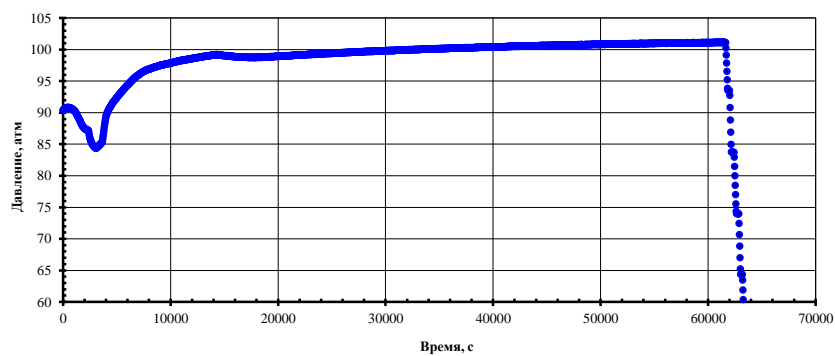
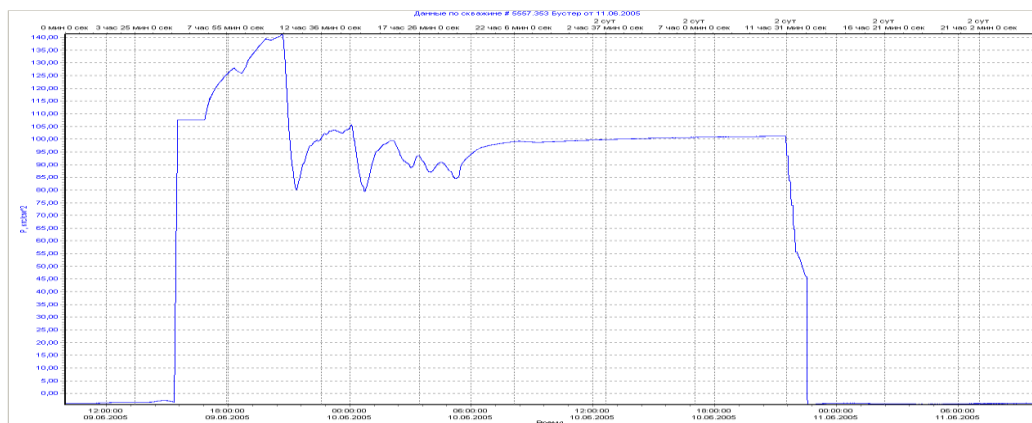


Рисунок 3.28 – Порядок подготовки информации к анализу и КВД в скважине 5557: а) диаграмма давлений при исследовании скважины, б) участок диаграммы: кривые притока и восстановления давления; в) КВД в полулогарифмических координатах

Таблица 3.2 – Скважины после ГРП с записью КВД
(обводненность от 0 до 20%)

№ Сква.	Дебит жидкости м ³ /сут	Обводненность %	Эффективная мощность, м	Глубина манометра, м	Интервалы перфораций, м	Количество закаченного пропанта, т
15865	20,8	0	7,8	1700	1847,5-1858,5	
16110	102	0	6,1	1700	1762-1767	25
16119	19	0	7,8	1700	1864,5-1875	
16181	62,1	0	10,2	1770	1846-1856;1873-1876,5; 1884,5-1886	
16187	13,5	0	5,1	1610	1873-1877	24,5
26299	33	0	7	1660	1736-44	
50817	21,5	0	8,3	1700	1770-1774,5; 1775,5-1780	31
5719	23,6	0	9	1780	1852-1856	18,5
8901	118,8	0	3,7	1690	1961-1965,5	32,3
7215	77,6	0	16,5	1693	1737,2-1741,6; 1756-1767,5	2,4
8256	75,1	0	8,2	1610	1686,5-1690,5	
10811	55,4	0	4	1750	1860-1864	26,8
25614	60	10	8,4	1750	1846-1855	
25774	50	10	4,2	1695	1760-1768	
25896	61	10	6	1650	1744-1750	
25567	47	19	9,1	1670	1766-1776;1846-1855	
38p	70,9	20	7	1695	1683-1691	
18412	26,6	20	5,9	1700	1780-1788	
26156	40	20	4,3	1700	1766-1772	8,8
32062	69,2	20	3,3	1780	1860,3-1868,3	
33244	73,1	20	4,3	1700	1790-1799	
8275	58,6	20	8,8	1735	1867,2-1872,2	

Таблица 3.3 – Скважины после ГРП с записью КВД
(обводненность от 21 до 49%).

№ Сква.	Дебит жидкости м ³ /сут	Обводненность %	Эффективная мощность, м	Глубина манометра, м	Интервалы перфораций, м	Количество закаченного пропанта, т
25682	87	25	5	1730	1796,5-1804	
16166	24	30	14,8	1650	1762-69;1788-93;1799-1802	
16563	24,4	30	4,8	1600	1745,5-1750,5	
20063	68,5	30	9,5	1630	1723-1729,5; 1731,5-1738	15,5
50573	32,2	30	3,8	1650	1746-1754	
61504	35	30	11,3	1650	1738-1742; 1752,2-1758,7	
12372p	23,8	40	7,5	1750	1861-1867,8	
26451	40	40	6,1	1660	1752-1766	
16157	45,9	45	5	1750	1882-1886	

Таблица 3.4 – Скважины после ГРП с записью КВД (обводненность от 50 до 100%).

№ Сква.	Дебит жидкости м ³ /сут	Обводненность %	Эффективная мощность, м	Глубина манометра, м	Интервалы перфораций, м	Количество закаченного пропанта, т
16132	84	50	5,2	1650	1740-1748	28,5
16230	31,2	50	6	1865	1928-1933	
16248	51,6	50	12,3	1800	1924-1930; 1938-1942	
16475	19,9	50	18,2	1600	1721,6-1733; 1735,5-1744	
21121	38,8	50	5,9	1900	1947-1951; 1977-1980,5	
26276	2,7	50	3,5	1800	1968,4-1972	11,2
26492	24	50	6,2	1660	1756-1762	23
26500	13	50	7,8	1680	1858-1867; 1885-1889	
33271	68	50	6,1	1670	1742-1746	23,2
50651	41	50	56,4	1750	1830-1834	8,4
7188	26	50	26,3	1660	1738-1748; 1763,5-1773	
7433	82,2	50	7,9	1680	1750-1759	
15484	45,7	60	14,8	1800	1855-59; 1880,2-89,5; 1894,5-96,5	
15879	23	60	6,6	1673	1703-1712	25
16177	40	60	9	1650	1802-1806,6	
16252	50,8	60	12,6	1650	1729-1734	
25730	74	60	2,7	1960	1984-1988	
26407	38	60	3,9	1630	1726-1734	
26457	31	60	6	1700	1760-1768	
40660	57,6	60	7,7	1760	1817-1821; 1830-1835	
21200	118,6	63	11,2	1885	1941-1944; 1953-1957	
16035	54	70	4,7	1730	1867-1872	19
18358	61,5	70	9,6	1750	1839-1847; 1864,5-1868	
60028	59,5	70	9,2	2000	2088-2092	
16247	40	90	3,8	1800	1923-1932	
16344	69,2	90	10,4	1900	1978-1982,5	
16559	33,8	90	6,8	1600	1722,5-1729,5	20
50584	13,1	90	8,5	1700	1771-1776; 1781-1786	28
20235	30,6	99	9,7	1660	1713-1724	22,5

При исследовании скважины 12372 с ГРП было обнаружено, что ее КВД имеет идентичный вид КВД скважины без ГРП имеет классический вид (рисунок 3.29).

Начальный и средний участки КВД искривляется вниз, и при этом в результате обработки получен скин-эффект, равный $-2,6$. Это свидетельствует о наличии трещины в ПЗП. Пьезопроводность в $350 \text{ см}^2/\text{с}$ позволяет определить условные показатели зон пласта: прискважинной «высокопроницаемой» (соответствующей активному притоку в трещину) и удаленной зоны пласта, где имеет место естественный радиальный поток.

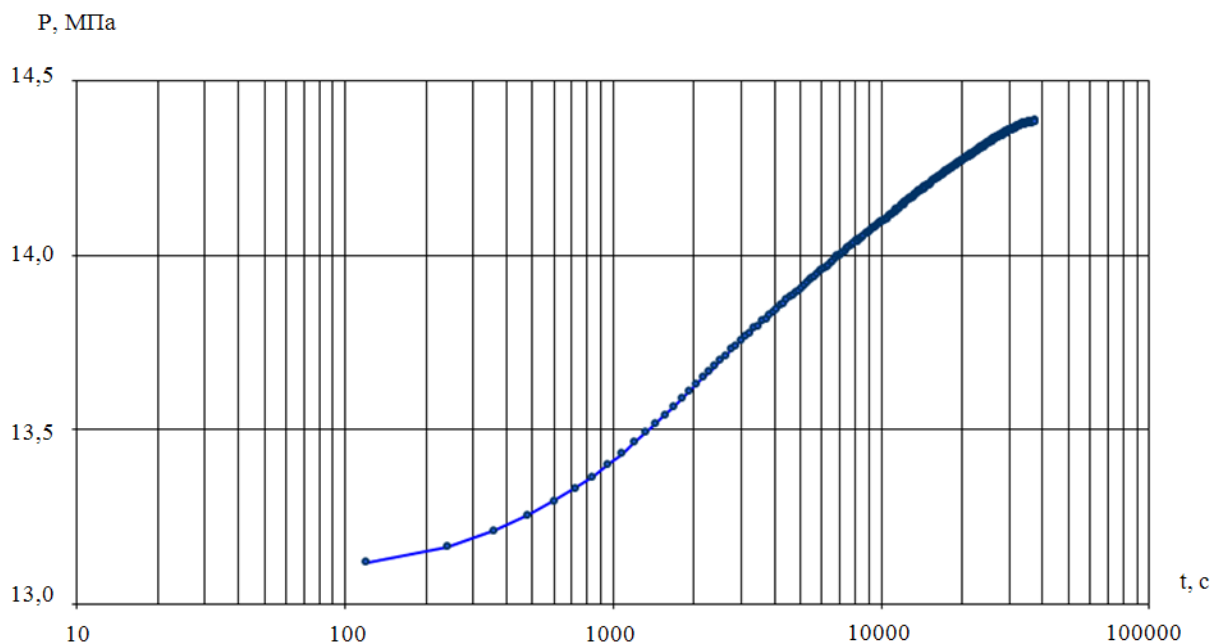


Рисунок 3.29 – Кривая восстановления давления в скважине 12372

Радиус условного скин-эффекта – 23 м, при фактической длине трещины – 70-80 м. При времени, равном примерно 40000 с, после остановки скважины КВД начинает изгибаться с выходом на горизонталь. Отмеченная особенность не характерна для скважин с ГРП. На рисунке 3.30 показана классическая КВД для скважины с ГРП. Начальный участок КВД имеет меньший наклон чем конечный, что говорит о повышенной проницаемости ПЗП.

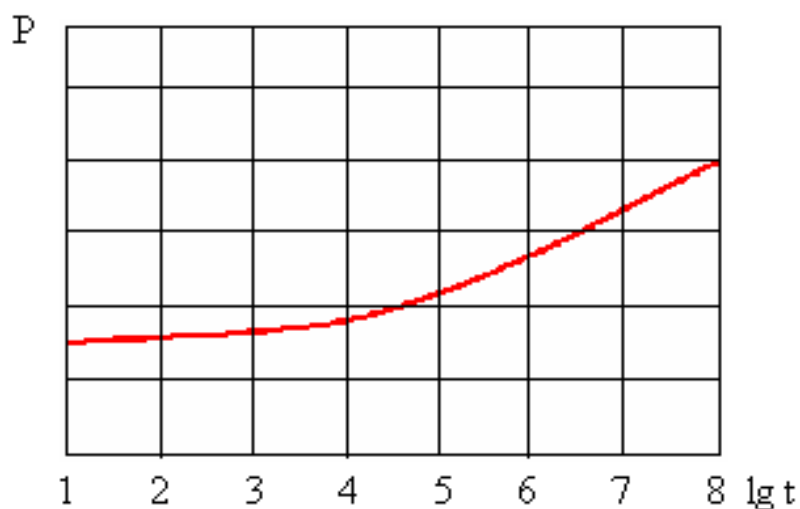


Рисунок 3.30 – Типовая КВД в гидроразрывной скважине

Приведем еще три примера исследования гидроразрывных скважин (рисунок 3.31). Дебит скважины 8901 был $119 \text{ м}^3/\text{сут}$, объем проппанта 46 т. В скважине КВД искривляется вниз на поздней стадии замера.

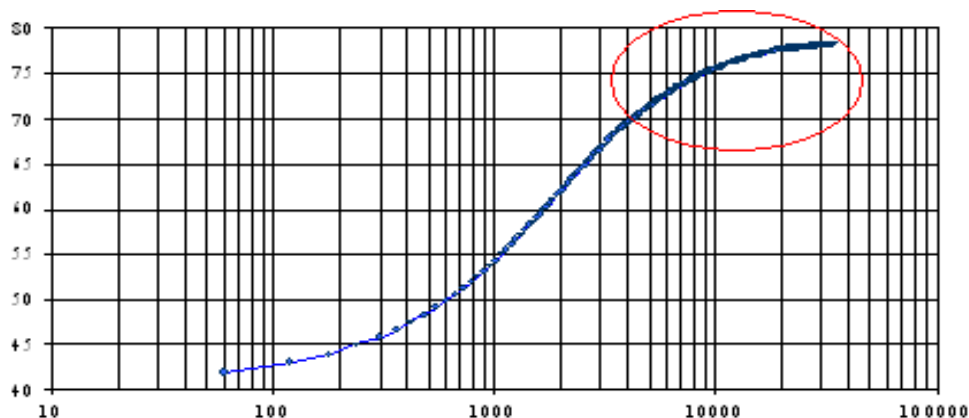


Рисунок 3.31 – КВД в скважине 8901

Также наблюдается искривление конечного участка КВД в скважине 5719 (рисунок 3.32). При испытании дебит составил $24 \text{ м}^3/\text{сут}$. Объем проппанта составил 18 тонн.

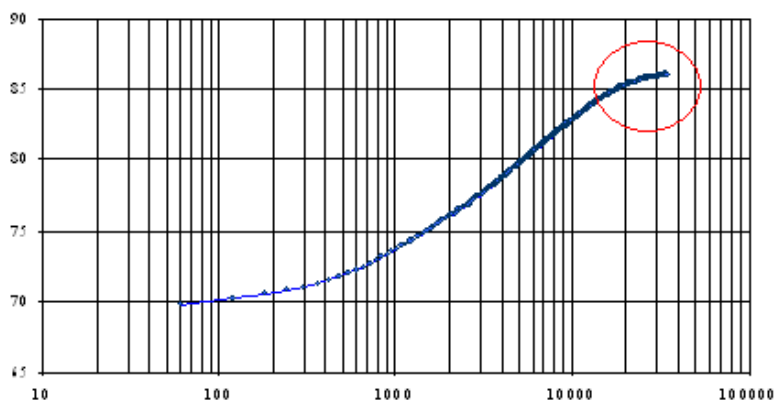


Рисунок 3.32 – КВД в скважине 5719

В скважину 10811 закачали 27 тонн проппанта. При испытании скважины получен дебит $55 \text{ м}^3/\text{сут}$. Важно подчеркнуть, что в этих примерах скважины работали чистой нефтью без воды, то есть влияние подстилающих водоносных горизонтов и закачки в нагнетательные скважины отсутствовало.

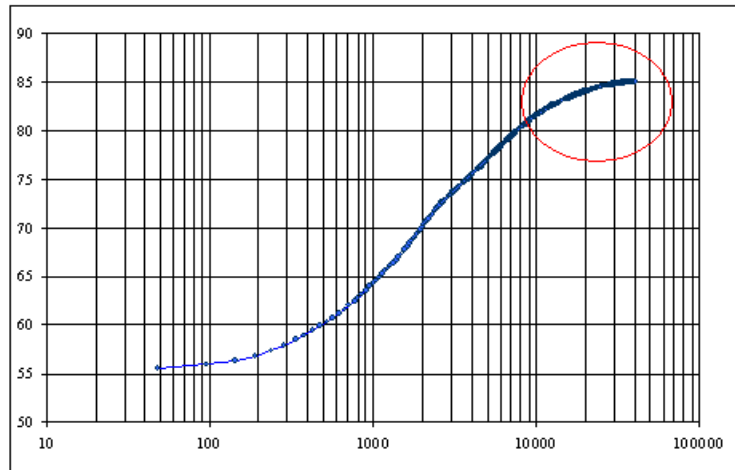


Рисунок 3.33 – КВД в скважине 10811

Во всех трех случаях конечный участок КВД искривляется на горизонталь, что, как было сказано выше, не характерно для скважин с трещинами ГРП.

Практически во всех компаниях интерпретирование таких КВД ведется по методикам Синко-Лея без учета того, что такие КВД не соответствуют условиям, при которых получены идеальные кривые (Синко-Лея, Агорвала, Экономидиса). Здесь показано всего несколько примеров, а их только по Самотлорскому месторождений десятки.

3.7 Моделирование процессов восстановления давления в пласте и скважинах с ГРП

Задача по исследованию процессов восстановления давления в скважине после длительной отработки решалась с учетом начальных условий, при которых перед остановкой скважины были получены данные о распределении давления в пласте, полученные выше (в разделе 2).

Предполагалось, что после остановки скважины жидкость в нее не поступает. Для скважины и трещины в период восстановления давления градиенты давления (и дебиты) принимаются равными нулю:

$$q = 2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_c} = 0,$$

$$q = 2L \cdot h \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{y_c} = 0.$$

То есть, после остановки скважины градиент давления по всей линии стока принимается равным нулю: вдоль всей поверхности трещины и в самой скважине перетока из пласта в трещину и в скважину не происходит. Очевидно, в околоскважинной и близлежащей к трещине зонах образуются области с постоянным давлением. Эти области распространяются в глубину пласта по мере роста давления в скважине.

Зона постоянного давления расширяется по мере роста давления в скважине и пласте и ограничена контуром давления в пласте, за пределами которого давление выше достигнутого уровня постоянного давления.

Исходя из этого предложен подход к определению схемы распространяющейся области постоянного давления. Вычисляются соответствующие площади постоянного давления на основе уравнения состояния:

$$\Delta V = \beta \cdot V \cdot (P_{k+1} - P_k), \quad (3.49)$$

где V – объём пласта соответствующей зоны постоянного давления; ΔV – прирост объёма жидкости в зоне постоянного давления; P_k, P_{k-1} – давления в скважине между k -м и $k+1$ -м моментами времени восстановления давления.

Если принять во внимание, что между соответствующими состояниями распределений давлений в пласте для i -го и $i+1$ -го интервалов времени – t_i и t_{i+1} – восстановления давления, то расчётная схема будет выглядеть следующим образом:

$$\Delta V_{ki} = \beta \cdot V_{k+i} \cdot (P_{k+i} - P_k), \quad (3.50)$$

где V_{k+1} – объём пласта в зоне постоянного давления при времени, соответствующим состоянию $k+1$; ΔV_{k+1} – прирост объёма жидкости в зоне

постоянного давления для этого времени; $\Delta V_{k+1} = q \Delta t_k$, Δt_i – интервал времени, за который в область постоянного давления ΔV_i поступила жидкость из удалённой части пласта и сжала в этой зоне жидкость до величины давления P_{k+1} .

При этом зона постоянного давления изменялось с площади S_i до S_{i+1} .

$$V_k = S_k m h, \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned} V_{k+1} = V_k + \Delta V_i &= S_i m h + \frac{1}{2} (S_{k+1} - S_k) m h = m h \left(S_k + \frac{1}{2} (S_{k+1} - S_k) \right) = \\ &= \frac{1}{2} m h (S_k + S_{k+1}). \end{aligned} \quad (3.52)$$

Поле давлений в пласте перед остановкой скважины соответствует распределению давлений в конце притока:

$$P_{k=0} = P_{k=0}(i, j).$$

При каждом следующем шаге, например, k -м, когда поле постоянного давления имеет область, ограниченную контуром A , площадь равного давления находится следующим образом. Зная принятое значение P_{k+1} , на ΔP большее текущего значения P_k , очевидно, можно найти те ячейки i, j (на рисунках 2.10 а и 2.10 б), когда давления в соседних ячейках будут удовлетворять условию:

$$P_{j-1} \leq P_{k+1} \leq P_{j+1}. \quad (3.53)$$

Процедура поиска ячейки, в которой на k -м шаге значения P_{k+1} и $P_{i,j}$ совпадают, и удовлетворяет условие:

$$P_{i-1} \leq P_{k+1} \leq P_{i+1}. \quad (3.54)$$

При принадлежности P_{i-1} определённому r_{i+1} , точка с $P_{k+1,j}$ будет удалена от скважины на расстояние r_j . Поэтому:

$$S_{k+1} = \frac{1}{4} \sum_{j=1}^n \frac{1}{2} r_j \cdot \Delta \varphi \cdot r_j = \frac{\Delta \varphi}{8} \sum_{i=1}^n r_i^2. \quad (3.55)$$

В соответствии с зависимостью:

$$q/\Delta t = \Delta V_i = \beta h (P_{k+1} - P_k) S_i, \quad (3.56)$$

$$\Delta t_k = \frac{\beta h \cdot (P_{k+1} - P_k) \cdot S_i}{q}, \quad (3.57)$$

$$t_k = \sum_{k=1}^k \Delta t_k. \quad (3.58)$$

Далее по найденным значениям P_k и t_k строится кривая восстановления давления. Построение графика КВД в стандартных координатах $P_k - \lg t$ позволяет получить стандартный полулогарифмический рабочий график.

На рисунках 3.34 – 3.38 приведено несколько серий графиков КВД, полученных при моделировании процессов в соответствии описанной выше схемой при различных длинах созданных в пласте трещин:

- на рисунке 3.34 – а, б – а) $L = 0$ б) $L = 0.1R_k$;
- на рисунке 3.35 – а, б – а) $L = 0.2R_k$ б) $L = 0.25R_k$;
- на рисунке 3.36 – а, б – а) $L = 0.3R_k$ б) $L = 0.4R_k$;
- на рисунке 3.37 – а, б – а) $L = 0.5R_k$ б) $L = 0.6R_k$;
- на рисунке 3.38 – $L = 0.75R_k$.

На всех рисунках кривые 1-5 соответственно построены при проницаемости пласта, приведенной в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Значения проницаемостей для кривых 1-5, приведенных на рисунках 3.26-3.30

№ кривой	1	2	3	4	5
k , мД	1000	100	10	1	0,1

Как видно из этих графиков, КВД при длинных трещинах КВД имеют значительное искривление вверх.

Прямолинейный характер КВД в конечной стадии имеют все графики. Однако наступает период квазиустановившейся фильтрации с большой задержкой для низкопроницаемых пластов. Так, при $K = 100$ мД на прямолинейный участок кривые выходят уже через 100 секунд записи КВД при короткой длине трещины, при длинных трещинах эти же пласты восстанавливаются при записи КВД длительностью более 1000 секунд.

Давление в низкопроницаемых пластах восстанавливается даже при отсутствии трещины при времени КВД более 4-40 часов. А при наличии глубокой трещины – для получения конечного участка КВД требуется более 10 суток (для $K = 1$ мД) и более 100 суток (для $K = 0,1$ мД).

Из всего этого следует, что, несмотря на повышение дебита в низкопроницаемых пластах при проведении ГРП, для получения параметров удалённой зоны пласта требуются длительные замеры.

Данный анализ позволил разработать методику расчета параметров пласта по кривым восстановления давления, получаемым в скважинах с трещиной. Приведенные зависимости (графики) являются характеристикой возможности получения конечного прямолинейного участка КВД, по которому определяются фильтрационные параметры пласта.

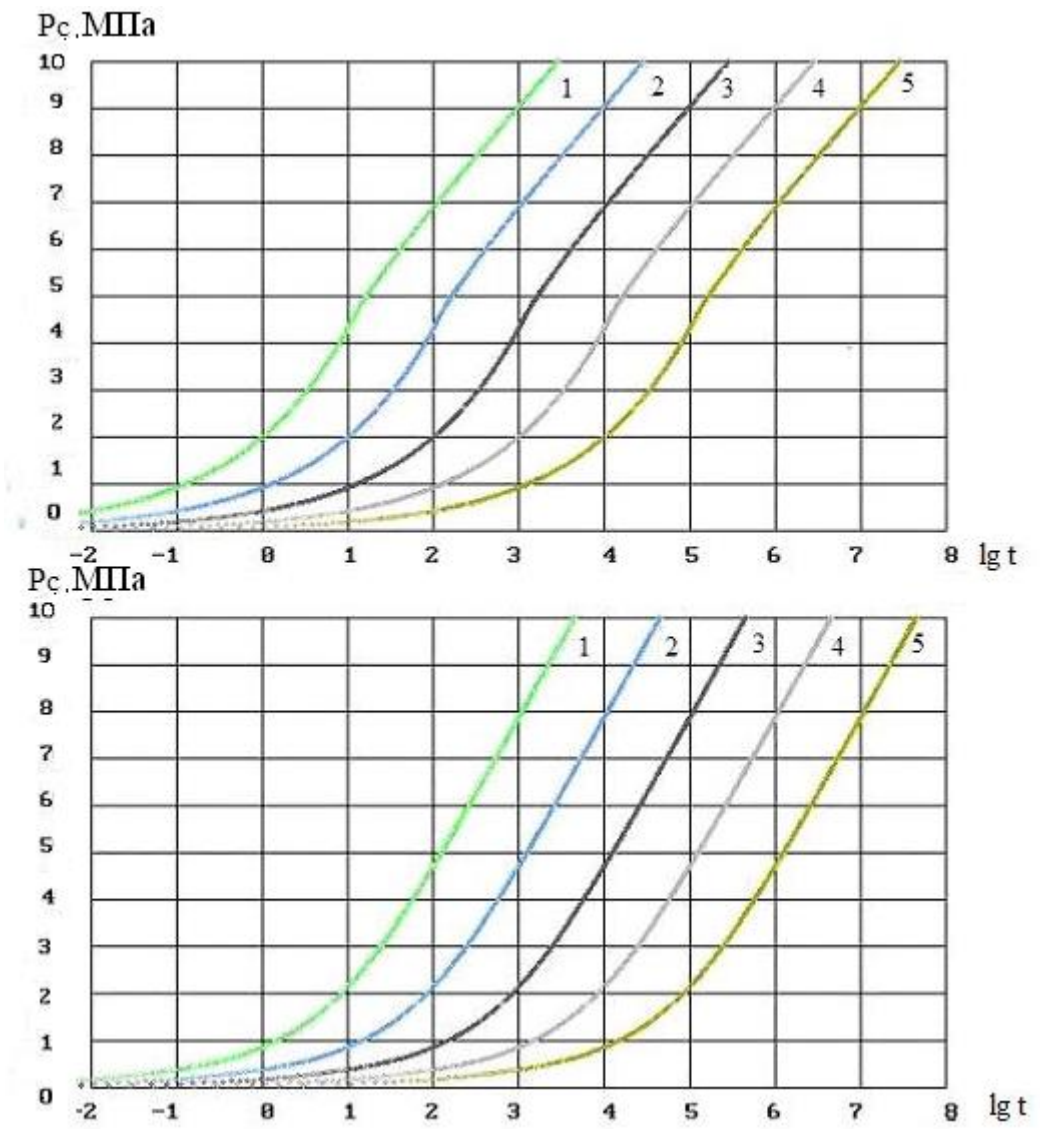


Рисунок 3.34 – Кривые восстановления давления для скважины с ГРП:

а) $L = 0$; б) $L = 0,1R_k$

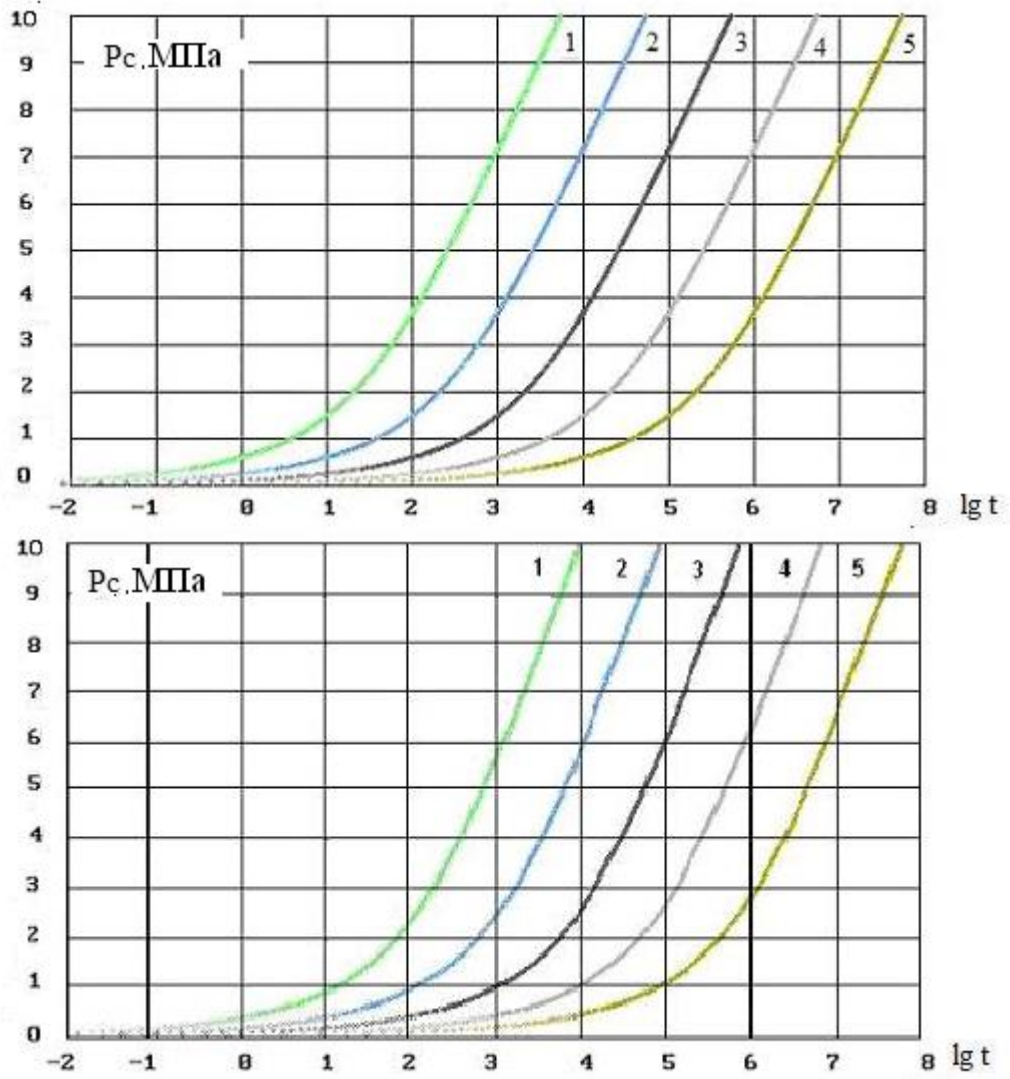


Рисунок 3.35 – Кривые восстановления давления для скважины с ГРП:

а) $L = 0,2R_k$; б) $L = 0,25R_k$

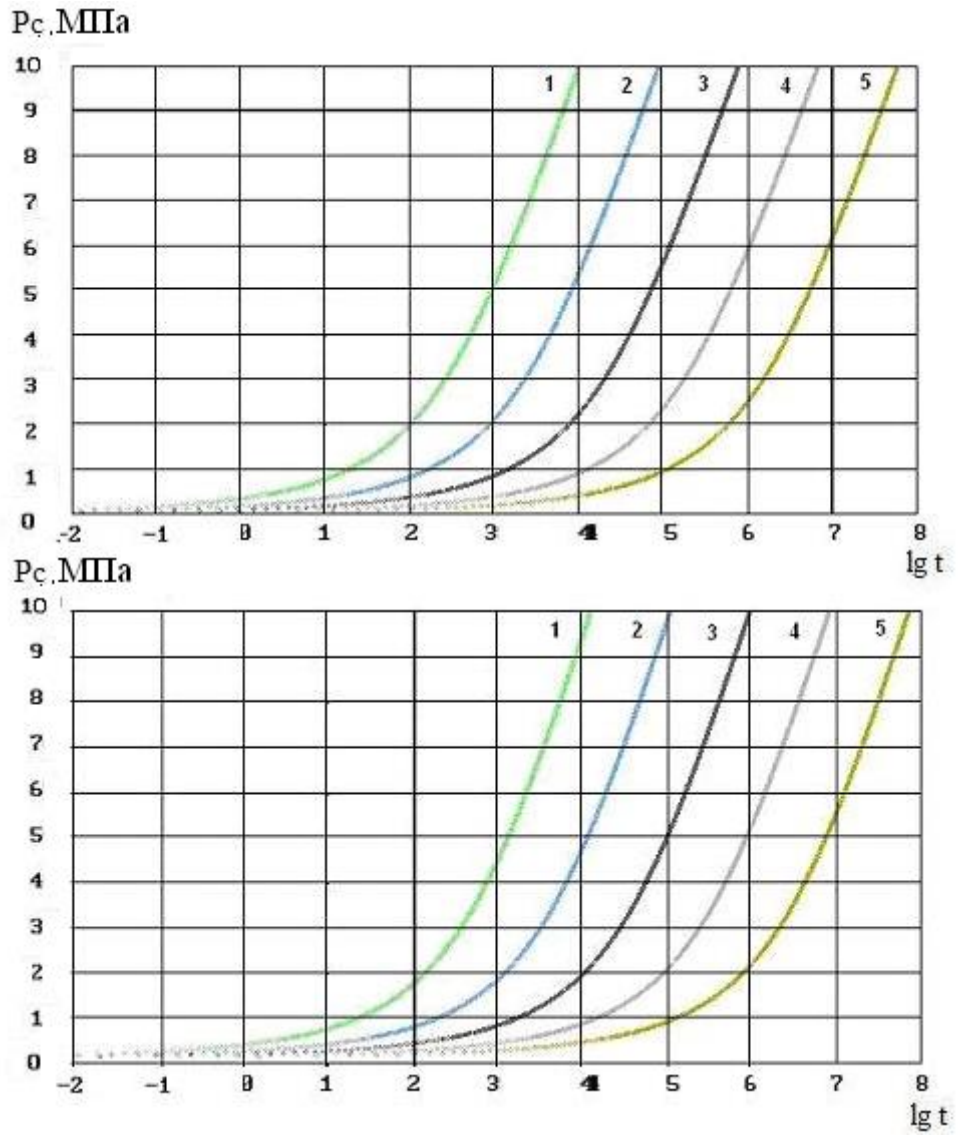


Рисунок 3.36 – Кривые восстановления давления для скважины с ГРП:

а) $L = 0.3R_k$; б) $L = 0.4 R_k$

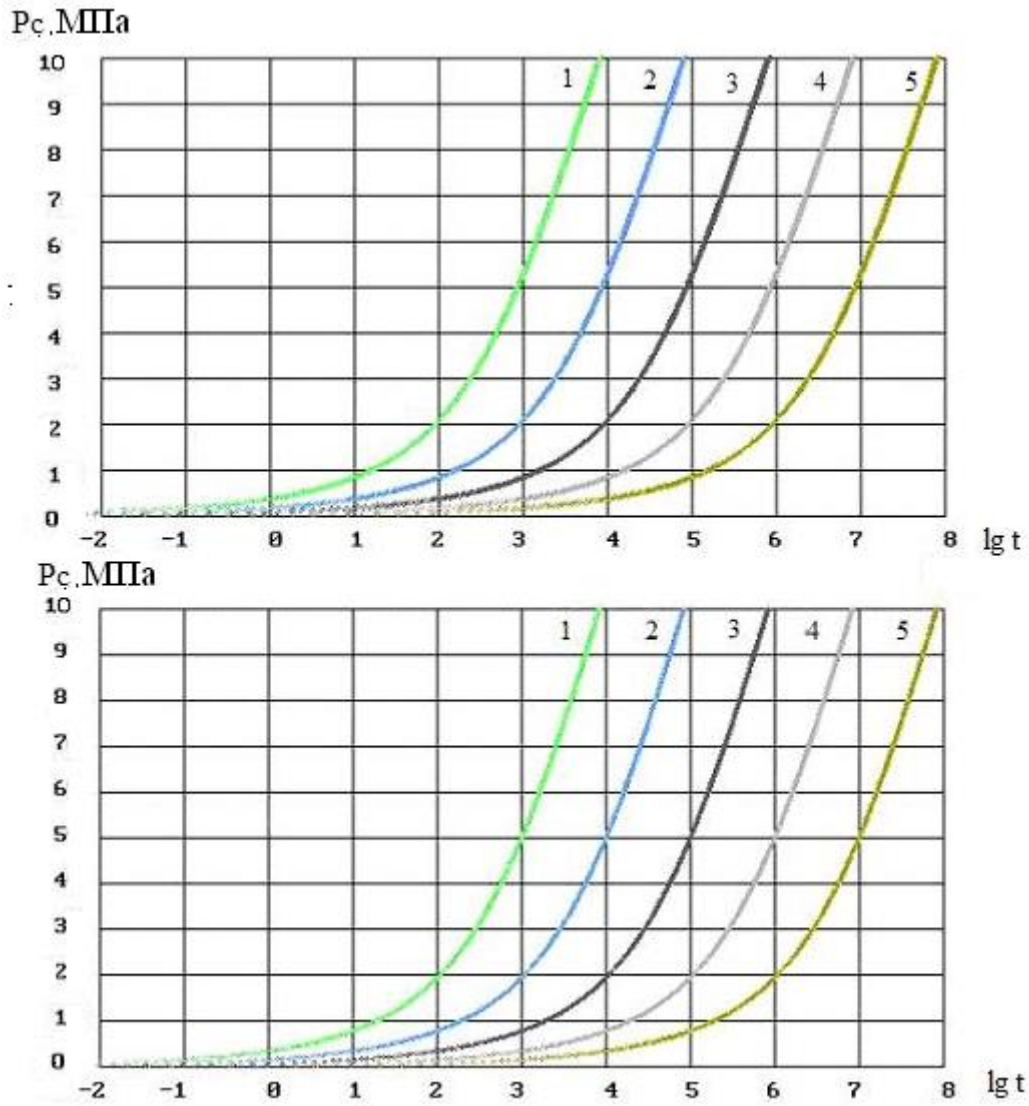
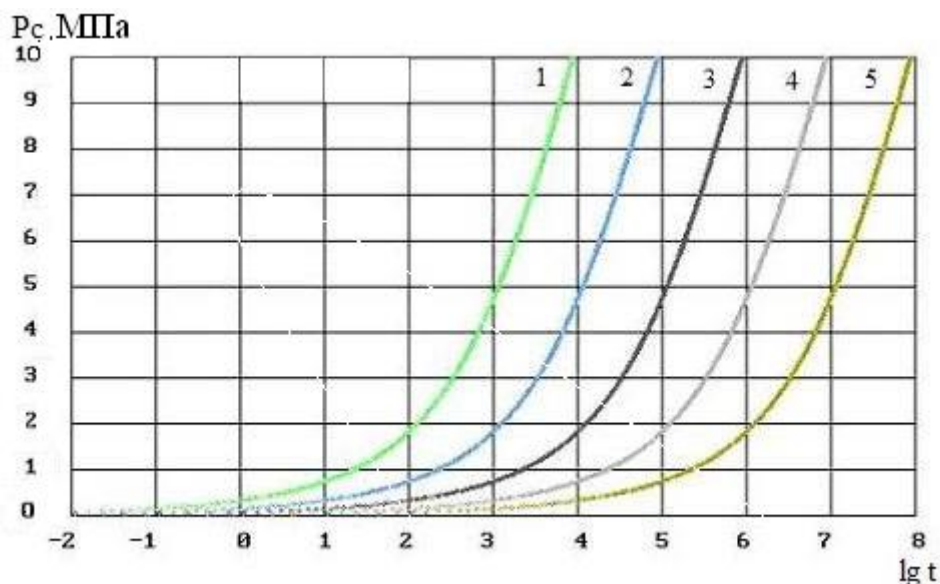


Рисунок 3.37 – Кривые восстановления давления для скважины с ГРП:

а) $L = 0.5R_k$; б) $L = 0.6R_k$



Рисунок

3.38 – Кривые восстановления давления для скважины с ГРП $L=0.75R_k$

Интерпретация фактических кривых восстановления давления может осуществляться в форме наложения полученных кривых на скважине, построенных в тех же координатных осях, что и графики эталонных кривых, полученных в данном исследовании.

Так как каждая кривая имеет вполне определенный вид и соответствует совершенно определенным параметрам пласта, то вполне возможно подобрать необходимую эталонную кривую, соответствующую фактической. Таким образом, находятся параметры исследуемой скважины.

КВД на рисунках 3.34-3.38 построены в полулогарифмических координатах соответствуют по виду и форме КВД для скважин с трещиной. Все КВД вогнутые и имеют начальный участок, характеризующий линейный поток и конечный участок, характеризующий радиальный поток. Но для точного определения конечных участков необходимо построение этих же кривых в логарифмических координатах и построения соответствующих производных в логарифмических координатах, которые представлены на рисунках 3.31-3.34. На рисунке 3.39 построена КВД для скважины с трещиной длиной 10 метров. Оказывается, что для коротких трещин явно

проявляется начальный, прямолинейный участок как на кривой давления, так и на производной, который характеризует линейный поток в околотрещинной зоне, и также формируется классический конечный участок, характеризующий радиальный поток. График производной при этом явно входит на горизонталь, что и доказывает формирование радиального потока.

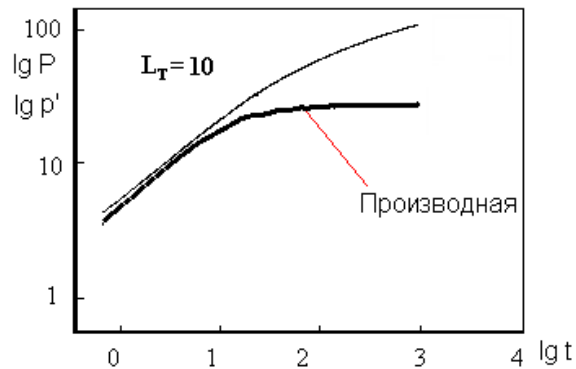


Рисунок 3.39 – Кривая восстановления давления и ее производная в логарифмических координатах для трещины длиной 10 м, $R_k = 250$ м

Для скважины с трещиной длиной 40 метров (рисунок 3.40) на КВД и производной, построенной в логарифмических координатах, также формируется линейный поток к трещине и радиальный поток в удаленной зоне, однако время выхода кривой на прямолинейный участок и производной на горизонталь заметно увеличивается.

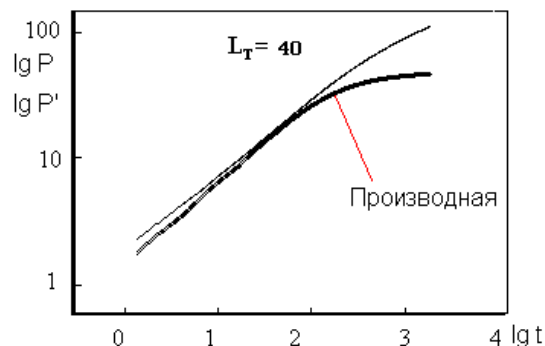


Рисунок 3.40 – Кривая восстановления давления и ее производная в логарифмических координатах для трещины длиной 40 м, $R_k = 250$ м

На рисунках 3.41 и 3.42 представлены КВД и их производные в логарифмических координатах, для больших длин трещин 100 метров (рисунок 3.41) и 150 метров (рисунок 3.42). Интересен тот факт, что для больших длин трещин в условиях плотной сетки, с расстоянием между скважинами 500 метров, радиальные потоки только начинают формироваться, но окончательно они так и не образуются, так как ограничены контуром питания. На графиках производных для длин трещин 100, 150 метров и $R_k = 250$ метров (рисунки 3.41, 3.42) четко видно, что кривые не вышли на горизонталь.

Однако, на практике никто не учитывает этого важного факта. И при обработке данных ГДИ везде проводятся касательные по последним точкам КВД, которые совершенно не относятся к радиальному потоку.

Необходимо всегда при получении КВД в скважинах с ГРП осуществлять построение графиков в логарифмических координатах, а также графиков производных давления и определять, насколько проявляется или не проявляется радиальный режим течения.

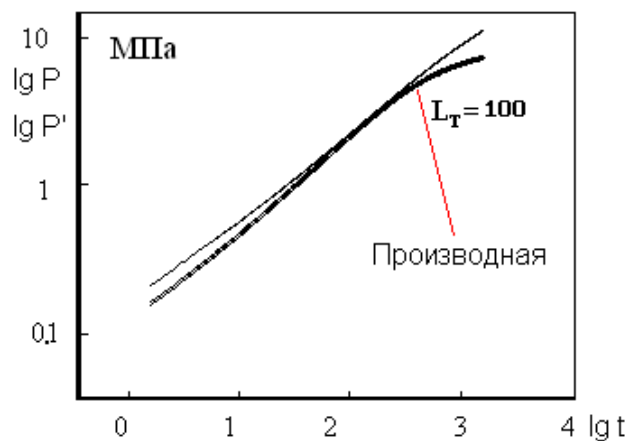


Рисунок 3.41 – Кривая восстановления давления и ее производная в логарифмических координатах для трещины длиной 100 м, $R_k = 250$ м

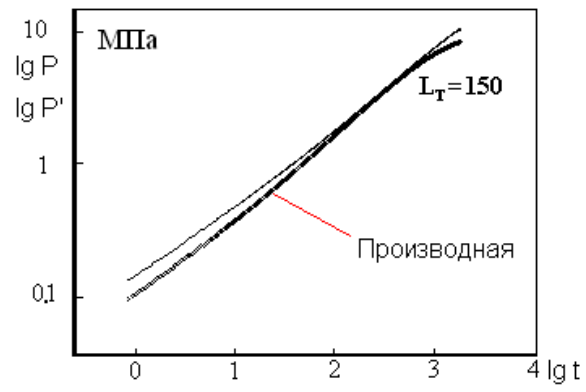


Рисунок 3.42 – Кривая восстановления давления и ее производная в логарифмических координатах для трещины длиной 150 м, $R_k = 250$ м

4 ПРИМЕНЕНИЕ ТМС ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН С ГРП

Как показано в предыдущих разделах, информативность ГДИ в скважинах с ГРП гораздо выше по сравнению с исследованием обычных вертикальных скважин. И, как правило, требуется большее время на замер давления в таких скважинах, так как движение жидкости в скважину через трещину из пласта происходит с охватом дренированием дальних его зон.

Появляется возможность выполнить оценку свойств пласта на больших расстояниях от исследуемой скважины, степени влияния границ пласта и работы соседних скважин, так как реакция скважины с ГРП на дальние зоны пласта происходит быстрее, чем при исследовании вертикальных скважин.

В то же время, как было отмечено выше, теоретические основы анализа результатов подобных исследований еще не созданы, а рекомендуемые эталонные графики для скважин с ГРП неадекватно отражают реальные процессы. Предложенные в диссертации схемы расчета путем построения КВД в различных системах координат частично позволяют решить эту проблему.

Реализация новых методов анализа становится возможной в настоящее время с широким освоением технологий ТМС с регистрацией давлений на приеме насосов, где замеры могут быть выполнены в течение длительных периодов времени. Однако пока такие замеры востребованы только инженерными службами, контролирующими работу глубинных насосов. В диссертации впервые обсуждается вопрос о рассмотрении регистрируемых замеров как данных гидродинамических исследований скважин. И в приведенных примерах показаны возможности получения новой чрезвычайно полезной информации о свойствах пластовой среды.

4.1 Пример применения ТМС с записью давлений на приемах насосов

Применение технологии ТМС с записью давлений на приемах насосов позволяет помимо определения режима работы насосного оборудования еще выполнить гидродинамическое исследование скважины.

Примером такого исследования могут служить замеры давлений на пробуренной Тагринской скважине 50087, в которой при освоении было сделано ГРП. Согласно дизайну ГРП, выполненному фирмой «Schlumberger» (рисунок 4.1), трещина должна была быть создана длиной 75 м в продуктивном интервале – 12 м. Во время пуска скважины была записана кривая снижения давления на основе оборудования ТМС.

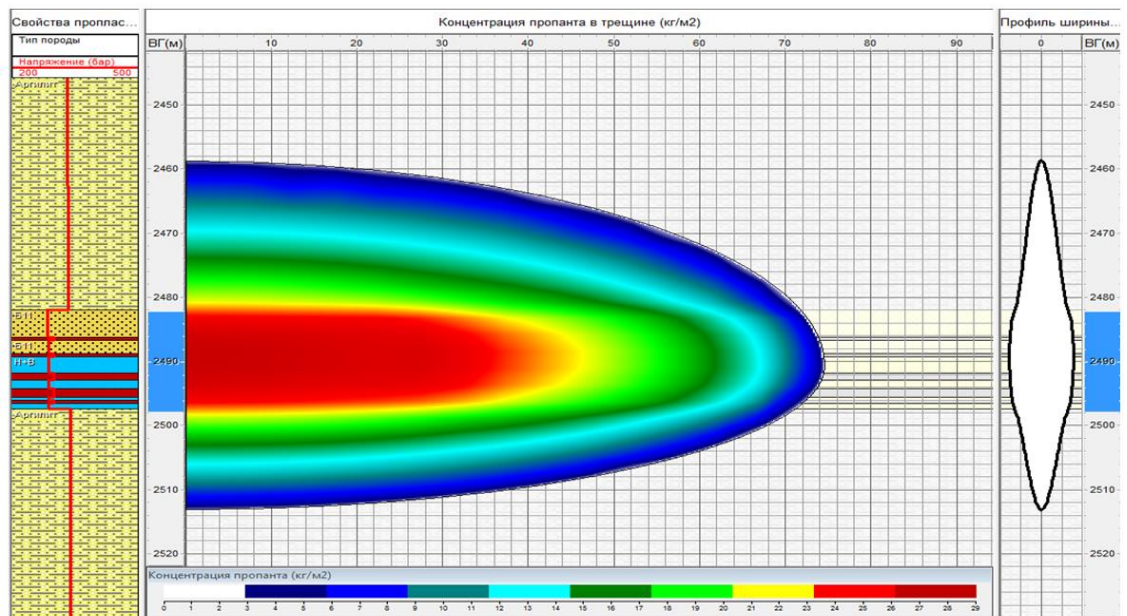


Рисунок 4.1 – Дизайн ГРП Тагринской скважины 50087.

Оценки продуктивности по результатам дизайна фирма «Schlumberger» не проводила. Ниже нами выполнены такие расчеты по данным давления на приеме насоса.

На рисунке 4.2 показан график изменения давления на забое во время пуска скважины в работу (график МДХ), а на рисунке 4.3 показаны результаты обработки этого графика в координатах $\lg P' - \lg t$ и $\lg P - \lg t$.

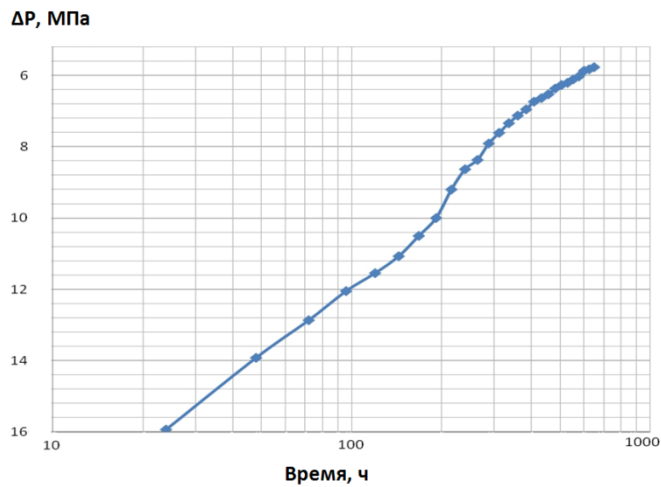


Рисунок 4.2 – Изменение давления на забое

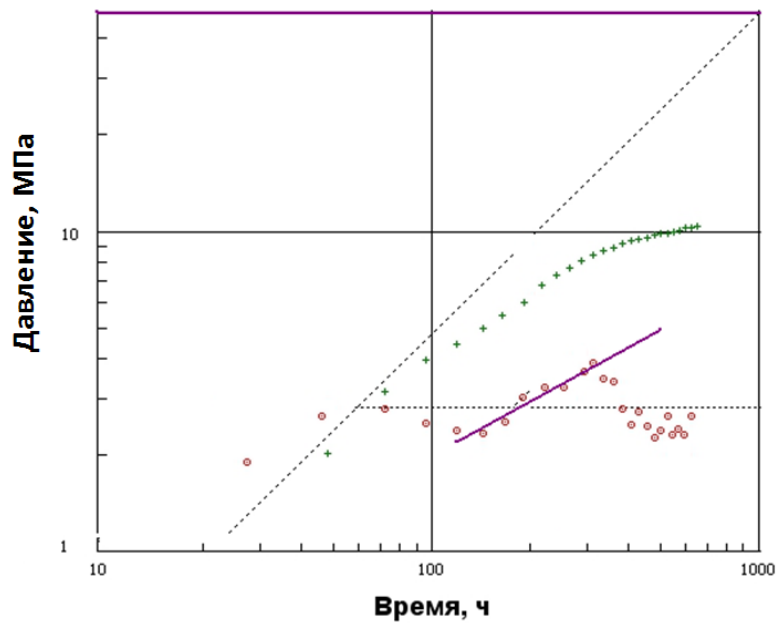


Рисунок 4.3 – График в координатах $\lg P' - \lg t$ и $\lg P - \lg t$

Согласно рисунку 4.3, кривая производной давления имеет явно выраженный участок с наклоном $i = 0,5$. Это означает, что доминирующий режим течения в интервале времени 400 часов происходил в условиях плоскопараллельного течения. Это говорит о том, что трещина работает

практически по всей своей длине. Последняя часть КВД характеризует пласт как работающий в условиях радиального течения.

Таким образом, полученная характеристика давления при помощи ТМС дает возможность выявить условия работы трещины, а также определить характеристики дальних зон пласта.

4.2 Пример записи давлений с применением ТМС в горизонтальной скважине с многократным гидроразрывом пласта

Главная особенность исследования гидроразрывных скважин состоит в том, что приходится изучать (анализировать) притоки жидкости из пласта с учетом сложных видов течений, когда радиальное течение формируется теперь только в дальних зонах пласта, а в ближайших зонах к скважине формируется плоско-параллельное течение пластовых флюидов, когда сначала жидкость поступает в трещину и лишь потом по трещине флюид поступает в скважину. Поэтому при решении как стационарных, так и нестационарных процессов фильтрации в скважинах, учитываются особенности сложных процессов фильтрации в пласте, где из дальних зон с радиальным течением жидкость, приближаясь к скважине, приобретает линейное направленное движение и затем по трещине опять наблюдается линейное течение.

В данном разделе рассматривается возможность применения методов анализа и интерпретации графиков давлений в скважинах при притоке и восстановлении с характерным линейно-радиальным движением флюидов для горизонтальных скважин.

Горизонтальные скважины вызывают еще более сложный режим течения жидкости в пласте по сравнению с вертикальными (радиальный режим течения) и гидроразрывными (с линейно-радиальным течением). В дальних зонах фильтрации горизонтальных скважин режим течения радиальный, в средней зоне – линейный, а около горизонтального ствола

режим течения тоже радиальный (только в вертикальном сечении, перпендикулярном оси горизонтального ствола скважины).

В принципе следует рассматривать и характер течения в горизонтальной части пласта. Поэтому для горизонтальных скважин сложный поток может быть представлен как «радиально-линейно-радиальный» или «вертикально радиальный – линейный – горизонтально радиальный». Очевидно, на самом раннем времени замера изменение давления в скважине будет характеризовать вертикально-радиальный режим течения, затем в период среднего времени замера – поведение давления в скважине будет определяться линейным режимом потока жидкости в пласте, а на позднем этапе замера – дальним плоско-радиальным горизонтальным режимом течения.

Для регистрации давлений в скважине, реагирующей на все течения жидкости в разных зонах пласта в соответствующие периоды времени, очевидно, требуются длительные замеры – в течение многих суток, недель, месяцев.

На практике такие длительные исследования трудно осуществить, так как это прежде всего требует больших затрат. Но применение технологий исследования скважин на основе ТМС не требует никаких материальных затрат, а сами замеры ведутся непосредственно во время эксплуатации скважин. Однако поскольку выдержать постоянный режим отбора жидкости из пласта затруднительно, то наиболее сильно это сказывается на изменении давления на ранней стадии замера. И тогда качество и информативность данных о притоке к ближайшим к стволу скважины зонам не позволяют получить точные сведения о течении жидкости в околоскважинном пространстве. Оценка же характера течения жидкости в средней и дальней зонах пласта может быть выполнено точнее, так как небольшие флуктуации дебита при этом не играют существенной роли по сравнению с замерами на ранней стадии исследований.

Поэтому длительные замеры с применением ТМС позволяют «заглянуть» и выявить особенности конструкции пласта в дальних зонах. Один из примеров такого замера и оценки свойств пласта в дальних зонах показан ниже. На рисунке 4.4 приведены геофизические характеристики разреза пласта, замеренные по расположенной рядом с горизонтальной (900) скважине 899. На данном графике выделены три проницаемых нефтяных пропластка. На рисунке 4.5 приведен профиль горизонтального ствола скважины 900, который, как видно, пересек верхний 3-х метровый нефтяной пропласток: интервал первого вскрытого участка пласта – 3040-3120 м (80 м) и второго – 3200-3240 м (40 м). Длина всего горизонтального ствола – 400 м.

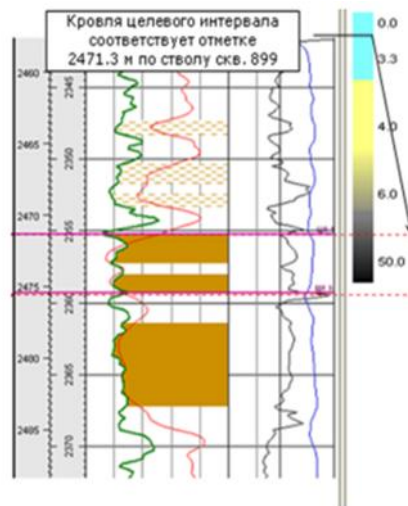


Рисунок 4.4 – Геофизические характеристики разреза пласта по скважине 899

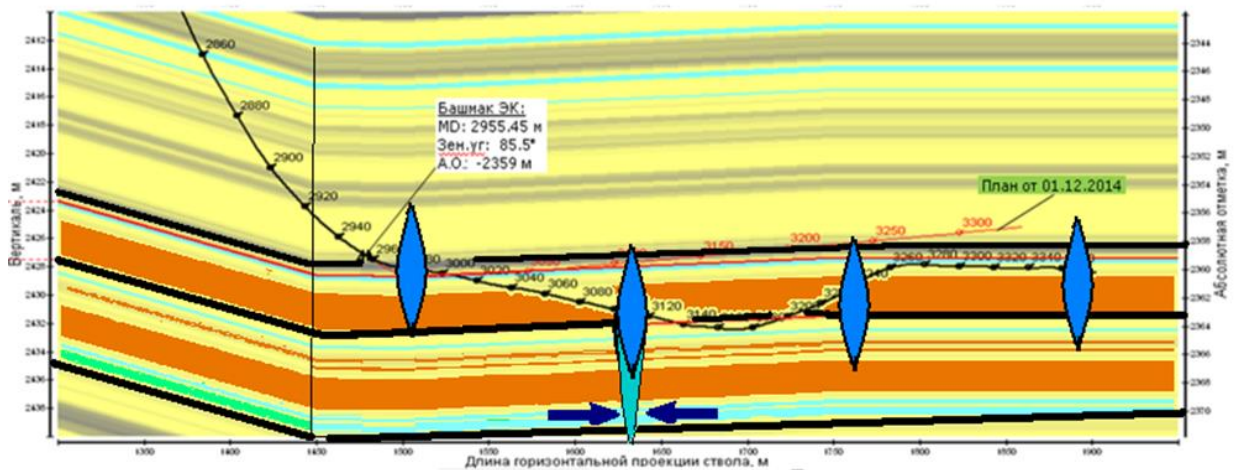


Рисунок 4.5 – Профиль горизонтального ствола скважины 900

В горизонтальном стволе выполнено 4 гидроразрыва пласта. На рисунке 4.5 в виде сечений трещин показаны места разрывов пласта по стволу скважины. Однако только две трещины (2-я и 3-я) пересекли вскрытый пропласток. Заметим, что трещины гидроразрывов дизайнерами обычно «рисуются» перпендикулярно оси горизонтального ствола, пока еще никто не доказал, что это наиболее вероятная форма трещины для горизонтальных стволов. И поэтому 1-я и 4-я трещины не должны были попасть в первый пропласток и, следовательно, маловероятно, что они участвовали в отборе нефти из трехметрового пропластка. А вот 2-я и 3-я трещины, по мнению разработчиков (специалистов фирмы Schlumberger), не только пересекли верхний пропласток, но частично вклинились и во второй нижний. При этом не ясно, насколько активно нефть стала поступать в горизонтальный ствол через эти трещины.

В то же время, поскольку при освоении скважины последняя стала работать сразу с обводненностью более 50%, то вероятнее всего в нижерасположенный водонасыщенный пласт все же прошла одна из трещин. По нашему мнению, это была 2-я трещина.

Какой же вид течений мы должны были распознать по КСД, которая записывалась в течение 600 часов?

На рисунке 4.6 представлены дебит скважины и давление с датчика ТМС, записанные в ходе исследования скважины. На рисунке 4.7 приведены графики КСД и ее производной, построенные в лог-лог координатах. Поскольку пласт вскрыт двумя горизонтальными стволами – $L_1 = 80$ м и $L_2 = 40$ м, то, очевидно, можно было бы ожидать наличие двух участков КСД с наклоном $i = 0,5$. А что касается 2-х гидроразрывов, то трудно усмотреть их действие и какое-то влияние на вид КСД. Но факт 50% обводненности скважины свидетельствует о том, что трещина подключила водонасыщенный пласт, где дренирование наиболее вероятно происходило в виде радиального течения. Если исходить из описанных выше схем течения флюидов, то следует предположить, что нефть в верхнем пласте течет в виде линейно-

радиального течения, во втором нефтяном пласте – также в виде линейно-радиального и из нижнего водонасыщенного – в виде радиального потока. Поэтому, как следует из тенденций, отмеченных на графике КСД на рисунке 4.7, можно выделить участки с $i_1 = 0,5$ и $i_2 = 0,25$ и $i_3 = 0,1$.

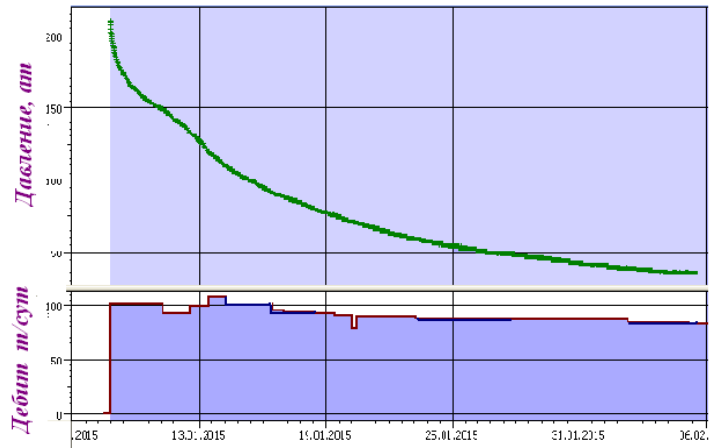


Рисунок 4.6 – Дебит скважины 900 б и давление в ней, записанное ТМС

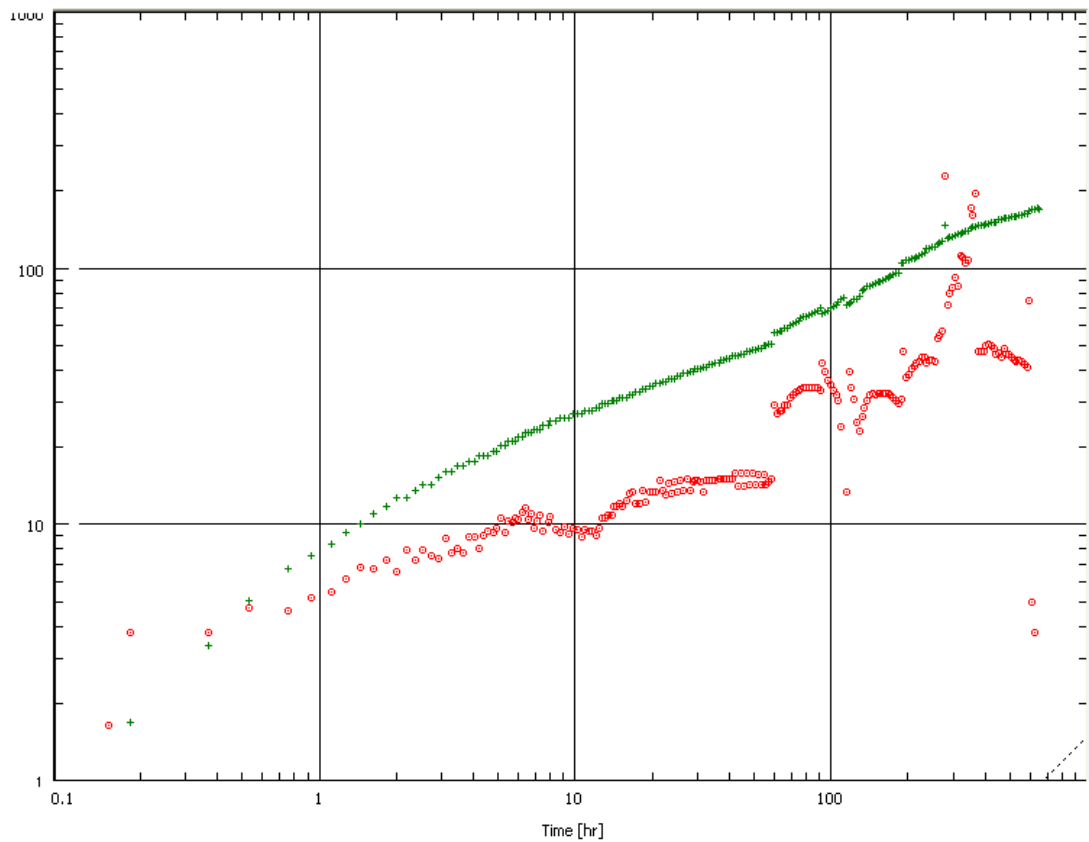


Рисунок 4.7 – КСД и ее производная в лог-лог координатах, записанная с ТМС в скважине 900 б

Можно так объяснить такую конфигурацию производной КСД в начале исследования. Хорошо проявились совместно 1-й, 2-й и 3-й пропластки, где суммарное течение во всех трех пропластках отразилось как линейно-радиальное течение водонефтяной смеси, где нет только радиального или только линейного потока. Активность такого суммарного потока составляет в среднем порядке $\frac{kh}{\mu} = 12 \frac{Д \cdot см}{сП}$ с областью такой фильтрации около 40-60 м. Затем, выделяя суммарный процесс как близкий к радиальному, в среднем $\frac{kh}{\mu} = 1,2 \frac{Д \cdot см}{сП}$ на расстоянии 5-150 м. И, наконец, в дальней зоне три пропластка проявили себя как радиальная система с гидропроводностью порядка $\frac{kh}{\mu} = 0,7 \div 0,8 \frac{Д \cdot см}{сП}$.

Такой анализ в чем-то может выглядеть как вольное толкование на интерпретацию результатов замера. Однако для разработчиков и проектировщиков такая информация, на самом деле, может быть весьма полезной, так как позволяет более осмысленно оценивать работу межскважинного пространства и выявлять доминирующие в нем процессы. А также принимать во внимание реальные характеристики гидропроводности пористой среды в различных зонах пласта. Во любом случае потенциал работы данной горизонтальной скважины становится более ясным, и поэтому полученная информация становится весьма полезной при выборе решений по планам регулирования разработки в данной зоне пласта. Тем более, что для получения этих сведений не пришлось нести никаких материальных затрат без остановки скважины на длительное время.

В целом исследования скважин на основе применения ТМС являются более эффективными, т.к. нет необходимости останавливать скважины и проводить специальные испытания с записью КВД.

Для качественного проведения таких работ и получения информативных данных о дальних зонах пласта необходимо заранее планировать отборы нефти из скважины с постоянным дебитом.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Итоги выполненного исследования

1. На основе численных методов математического моделирования нестационарных процессов, учитывающих особенностей фильтрации в трещинах сложной конфигурации, изучен механизм фильтрации пластовой жидкости в системе «пласт-трещина-скважина». Предложена методика выбора режимов ГРП исходя из определения скин-эффекта и других параметров пласта.

2. Установлено, что вдоль трещины чаще всего наблюдается неравномерное распределение давления, что приводит к искажению плоско-параллельного течения жидкости в пласте к трещине. Получены зависимости условного скин-эффекта от длины и проницаемости трещины. Разработана методика прогнозирования продуктивности скважин с ГРП, базирующаяся на решении задачи о сложном потоке жидкости в пласте при различных конфигурациях трещины с непостоянной гидропроводностью.

3. Усовершенствованы методы комплексного изучения и анализа данных ГДИ в скважинах с ГРП, позволяющие определить характеристики пласта в трещине, плоскопараллельной и радиальной зонах фильтрации.

4. Реализация методики обработки данных исследований скважин с применением ТМС использована при мониторинге разработки месторождений в ОАО «Варьеганнефтегаз». Впервые показаны возможности выполнения ГДИ на основе телеметрических систем с датчиками, установленными на приеме насосов, которые обеспечивают продолжительный замер давлений. Показано, что при этом возможно определить свойства пласта в дальних зонах фильтрации.

Рекомендации

На основе результатов диссертационного исследования рекомендуется применять новые разработанные методики при проектировании и проведении операций ГРП на месторождениях Западной Сибири.

Перспективы дальнейшей разработки темы

Наиболее важным вопросом дальнейшего развития методов интенсификации скважин с применением ГРП является решение задач о притоке и нестационарных исследованиях методом КВД, учитывающих пересечение вертикальной трещиной двух или нескольких изолированных друг от друга продуктивных пластов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Барзилович Е.Ю. Модели технического обслуживания сложных систем. -М.: Высшая школа, 1992. - 231 с.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа.- М.: Недра, 1972. - 288 с.
3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. - М.: Недра, 1984. - 211 с.
4. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов.- М.: Недра, 1973. - 246 с.
5. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. - М.: Недра, 1984. - 269 с.
6. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Изд-во «Наука», 1964. – 270 с.
7. Глова В.Н., Латышев В.Н. “Результаты гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО ”Пурнефтегаз”//Нефтяное хоз - во,1996, № 1. – С. 52-54.
8. Двуреченский В.А., Гарипов В.З., Гогоненков Г.Н., Боксерман А.А. и др. Создание на базе компьютерных технологий систем контроля и управления разработкой нефтяных месторождений. Состояние и проблемы// Материалы совещания: Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Альметьевск, сентябрь 1995. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996.
9. Закиров С.Н. и др. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
10. Исламов Д.Э. Интерпретация кривых восстановления уровня, получаемых при исследовании скважин / Исламов Д.Э., Лебедев Е.С., Арсланов В.М., Куц И.И. // М.:ВНИИОЭНГ, Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. - № 6. – С. 25-28/

11. Исламов Д.Э. Определение непроницаемых барьеров по результатам гидропрослушивания / Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Карнаухов М.Л. // М.: ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое дело. 2013. № 12. – С. 55-58.
12. Исламов Д.Э. Исследование режимов вытеснения нефти в сложных объектах / Карнаухов М.Л., Абрамов Т.А., Паскаль А.Е., Анашкина А.Е. // ВНИИОЭНГ, Автоматизация, телемеханизация и связь. – 2014. – №3. – С. 18-22.
13. Исламов Д.Э. Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления давления при исследовании скважин в процессе разработки нефтяных месторождений / Пьянкова Е.М., Чивилёва О.В., Хмара О.А., Д.Э. Исламов // Сб трудов каф. РЭГКМ , 2009. - С. 18-28.
14. Исламов Д.Э. Интенсификация скважин гидроразрывом пласта / Исламов Д.Э., Чуکلанова С.П., Куц И.И. // Сб. трудов каф. РЭГКМ , 2009. - С. 125-130.
15. Исламов Д.Э. Выбор конструкций скважин для интенсификации разработки / Орлов С.И., Исламов Д.Э. // Сб. статей SPE. Проблемы горизонтального бурения. Тюмень, 2011. - С. 47-50.
16. Исламов Д.Э. Определение продуктивности скважин при интенсификации пластов / Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Лебедев Е.С. // Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 110-летию со дня рождения профессора, Заслуженного деятеля науки и техники Л.Л. Халфина и 40-летию научных молодежных конференций имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» / Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2012. - Т. 2, стр. 51.
17. Исламов Д.Э. Исследование газоконденсатных скважин / Абрамов Т.А., Исламов Д.Э., Скородумов С.В. // Сб. научных трудов VI Ежегодной научно-технической конференции Тюменского студенческого отделения общества Инженеров-Нефтяников / Тюмень, 2012. - С. 158

18. Исламов Д.Э. Исследование влияния границ пласта для задач с плоскопараллельным режимом течения / Биктимирова Р.М., Абрамов Т. А., Исламов Д.Э. // Сборник научных трудов VII Ежегодной научно-технической конференции Студенческого отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE) / Тюмень, 2013. - С. 8.
19. Исламов Д.Э. Исследование влияния границ пласта для задач с плоскопараллельным режимом течения / Биктимирова Р.М., Абрамов Т. А., Исламов Д.Э. // Кристаллы творчества. Материалы докладов студенческой академии наук / Тюмень, 2013. - С. 116
20. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. - М.: Недра, 1974. - 224 с.
21. Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин испытателями пластов. - М.: Недра, 1991, - 204 с.
22. Карнаухов М.Л., Юсупов К.С., Пьянкова Е.М. Обоснование гидродинамических параметров пластов методами ГДИ для оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений// Материалы конф.: Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО “Ноябрьскнефтегаз” в 1998 – 2005 гг., г. Ноябрьск, дек. 1997 г. - М.:, ОАО ВНИИОЭНГ, 1998, - С. 121-137.
23. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных месторождений// Тр. Всерос. науч.-техн. конф.: Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы, Альметьевск, 2001, Т.1 - С. 315 - 323.
24. Карнаухов М.Л., Сидоров А.Г., Пьянкова Е.М. Совершенствование методов проведения и интерпретации ГДИ в горизонтальных скважинах// Тез. докл. пятой науч.-прак. конф.: Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, Ханты-Мансийск, 2001. - С. 70.
25. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Исследование скважин при проведении работ по их ремонту и восстановлению продуктивности// Изв. вузов. Нефть и газ, 2001, № 6. - С. 50 – 54.

26. Карнаухов М.Л., Сидоров А.Г., Пьянкова Е.М., Посохов Д.Н. Совершенствование методов интерпретации результатов ГДИ скважин// Материалы Всерос. науч.-техн. конф.: Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе. - Тюмень: Вектор Бук, 2001, - С. 14 – 15.
27. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., Тулубаев А.Б. Гидропрослушивание скважин// Материалы Всерос. науч.-техн. конф.: Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе. - Тюмень: Вектор Бук, 2001, - С. 16 – 17.
28. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. К вопросу о применимости методик определения параметров пласта по данным испытания скважин// Нефт.хоз-во. - 1976, № 1. - С. 18-20.
29. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Влияние скин-эффекта и притока после закрытия скважины на кривые восстановления давления, получаемые при испытании скважин в процессе бурения// Нефт.хоз-во. - 1976, № 1. - С. 25-37.
30. Кульпин Д.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоносных пластов // М.: Недра, 1974. - 200 с.
31. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. - М.: Гостоптехиздат, 1949 - 628 с.
32. РД-39-0147035-234-8 - Методическое руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей. - М.: ВНИИ, 1989. – 70 с.
33. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 122 с.
34. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 247 с.
35. Лисовский Н.Н., Филиппов В.П. Состояние разработки нефтяных месторождений России и задачи по дальнейшему ее совершенствованию// Материалы совещания: Разработка нефтяных и нефтегазовых

месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения, г. Альметьевск, сен. 1995 г. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 350 – 360.

36. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. - М.: Недра, 1974. - 224 с.

37. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах заводнения// Нефтяное хоз-во, 1998, № 6, с. 34-37.

38. Ковалев В.С., Сазонов Б.Ф. и др. Опыт компьютерного моделирования разработки нефтяных залежей Гипростокнефти// Материалы совещания: Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения, г. Альметьевск, сен. 1995. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 370-380.

39. Кокорин А.А., Заболотнов А.Р. “Особенности разработки юрских отложений Нижневартовского района с применением гидроразрыва пласта”, Нефтяное хоз-во, 1997, № 10, С. 54-58.

40. Кучумов Р.Я., Сагитова Р.Г., Хабибуллин З.А. и др. Применение вероятностных методов к решению задач нефтегазодобычи. - Уфа: УНИ, 1984.-94 с.

41. Кучумов Р.Я., Кучумов Р.Р. Математические методы обработки статистической информации на ЭВМ. - Тюмень. Изд-во ТюмГНГУ, 1995. – 120 с.

42. Малышев А.Г., Малышев Г.А. и др. “Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО ”Сургутнефтегаз”// Нефтяное хоз-во, 1997, № 9, -С. 40-46.

43. Николаевский В.Н., Басниев К.С. и др. Механика насыщенных пористых сред. - М.: Недра, 1970. - 355 с.

44. Пьянкова Е.М. Оценка точности определения параметров пластов по данным гидродинамических исследований скважин. Доклады на XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов: Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, ч.2, 2001, с. 149 – 154.

45. Ревенко В.Н. Проблемы разработки месторождений Западной Сибири и пути из решения// Материалы совещания: Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения, г. Альметьевск, сен. 1995. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 220 – 240.
46. Ром Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. - М.: Недра, 1966. - 284 с.
47. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. - М.: Наука, 1995. - 523 с.
48. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. - М.: Гостоптехиздат, 1963. -369 с.
49. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. - Киев: Госнаучтехиздат Украины, 1961. - 286 с.
50. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 319 с.
51. Шагиев Р. Г. Исследования скважин по КВД. - М.: Наука, 1998, - 304 с.
52. Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. - М.: Гостоптехиздат, 1959. - 467 с.
53. Щелкачев В.Н. Основы и положения теории неустановившейся фильтрации. Монография: - М.: Нефть и газ, 1995. Ч.1. - 586 с.;Ч.2. - 493 с.
54. Щелкачев В.Н. Упругий режим пластовых водонапорных систем. - М.: Гостоптехиздат, 1948., - 144 с.
55. Яковлев В.П. Гидродинамический анализ недр. Ч. 1, Анализ притоков. М.: ОНТИ, 1936. - 206 с.
56. Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment. SPEJ, Sept. 1979. – p. 279-290.
57. Allain O., Horne R.N. The Use of Artificial Intelligence for Model Identification in Well Test Interpretation in Automated Pattern Analysis in Exploration Geophysics. // editors I. Palaz and S. Sengupta, Springer-Verlag, 1992.

58. Ammann C.B. Case Histories of Analysis of Characteristics of Reservoir Rock from Drill-Stem Test. // J. Petrol. Technol., May 1960.- No 5 .-p. 27-56.
59. Anraku T., and Horne, R.N. Discrimination Between Reservoir Models in Well Test Analysis. // SPE Formation Evaluation, June, 1995, p. 114-121.
60. Athichanagorn S. and Horne R.N. Automatic Parameter Estimation of Well Test Data using Artificial Neural Networks. // SPE 30556, presented at the 70th Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 22-25, 1995.
61. Barua J., Horne R.N., Greenstadt J.L., Lopez L. Improved Estimation Algorithms for Automated Type Curve Analysis of Well Tests. // SPE Formation Evaluation, (March 1988), p. 186-196.
62. Bittencourt A.C., and Horne R.N. Reservoir Development and Design. // Optimization, SPE 38895 presented at the 72nd Annual Technical Conference & Exhibition, San Antonio, TX, October 5-8, 1997.
63. Black W.M. A Review of Drill-Stem Testing 'Techniques and Analysis // J. Petrol. Technol., June 1956. - p. 21-50.
64. Brill J.P., Bourgoyne A.T., Dixon T.N. Numerical Simulation of Drillstem Tests as an Interpretation Technique. // J.P.T., Nov. 1969.
65. Boardet D. et al. New type curves and Analysis of fissured zone well tests. World oil, Apr. 1984.
66. Carslow H.S. and Jaeger J.C. Conduction of Heat in Solids // 2 edition- at the Clarendon Press , Oxford, London, 1959.- 542 p.
67. Cobbet J.S. Use Down Hole Mud Motor as a Pump for DST // J.P.T, Apr. 1982.
68. Composite Catalog of Oil Field Equipment and Services // 1982-1983, 1988-1989.
69. Cooper H.H., Bodehoeft J.D., Papadopoulos J.S. Response of Finite Diameter Weels to an Instantaneous Charge of Water // Water Resources Research., 1967.- No5.- p. 265-269.
70. Dake L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering // Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1978.

71. Deng X.F. and Horne R.N. Well Test Analysis of Heterogeneous Reservoirs, SPE 26458, Proceedings 68th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, October 3-6, 1993.
72. Deng X.F. and Horne R.N. Description of Heterogeneous Reservoirs Using Tracer and Pressure Data Simultaneously, SPE 30591, presented at the 70th Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 22-25, 1995.
73. Dye L.W., Horne R.N. and Aziz, K. A New Method for Automated History Matching of Reservoir Simulators, paper SPE 15137, Proceedings 1986 SPE California Regional Meeting, Oakland, CA, April 2-4, 1986. – p. 443-461.
74. Earlougher R.C. Jr Advances in Well Test Analysis // SPE Monograph 5, 1977.
75. Economides M.J., Brand C.W. and Frick T.P. Well Configurations in Anisotropic Reservoirs, SPEFE (Dec. 1996), 257-262. (Also Paper SPE 27980, 1994).
76. Fetcovich M.J. Decline Curves Analysis Using Typr Curves // JPT, June, 1980. - p. 1065-1077.
77. Fernandez B., Ehlig-Economides C., and Economides M.J. Multilevel Injector/Producer Wells in Thick Heavy Crude Reservoirs, Paper SPE 53950, 1999.
78. Gerard, M.G., and Horne, R.N. Effects of External Boundaries on the Recognition and Procedure for Location of Reservoir Pinchout Boundaries by Pressure Transient Analysis, Soc. Pet. Eng. J., (June 1985), p. 427-436.
79. Gilly, P., and Horne, R.N. A New Method for Analysis of Long-Term Pressure History, SPE 48964, presented at the 73rd Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 27-30 September 1998.
80. Glenn S. and Liang Jin, Stim-Lab Inc. “The Development of Laboratory Correlations Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid, and Proppant Selection Upon Gas Well Productivity”.

81. Guillot A.Y., and Horne R.N. Using Simultaneous Downhole Flow Rate and Pressure Measurements to Improve Analysis of Well Tests, SPE Formation Evaluation, (June 1986), p. 217-226.
82. Hawkins M.F. A Note on the Skin Effect // J. Petrol. Technol. Dec. 1956. - p. 65; Trans. AIME, 1956, 207. - p. 356-357.
83. Hegeman P.S. and all. Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage // SPEFE., Sept. 1993.- p. 201-207.
84. Horne, R.N., Perrick, J.L., and Barua, J. Well Test Data Acquisition and Analysis Using Microcomputers, paper SPE 15308, presented at the SPE Symposium on Petroleum Industry Applications of Microcomputers, Silver Creek, CO, June 18-20, 1986.
85. Horne R.N. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, Palo Alto, CA, 1990.
86. Horne R.N. Advances in Computer-Aided Well Test Interpretation, J. Petroleum Tech., (July 1994), 599-606.
87. Horne R.N. Uncertainty in Well Test Interpretation, paper SPE 27972, presented at the University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, OK, August 29-31, 1994.
88. Horne R.N. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, Petroway, Inc., Palo Alto, CA, second edition 1995.
89. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells // Proc. Third World Pet. Cong., Seertr., E.J.Brill, Leiden, Holland, 1951 , v.II.- p. 505.
90. Joshi S. D. Horizontal Well Technology, 1991, p. 533
91. Joshi S. D. Augmentation of well productivity slant and horizontal wells. SPE 15375, 1986
92. Kohlhaas C.A. A Method for Analysing PresBure Measured During Drill Stem Test Flow Periods // J. Petrol. Technol., Oct. 1972.
93. Kong X. Y., Xu X. Z., Lu D. T. Pressure transient analysis for horizontal wells and multi-branched horizontal wells. SPE 27652, 1994.

94. Liebmann G.A. A New Electrical Analog Method for the Solution of Transient Heatconduction Problems // Trans. A8¹ 1956, v.78, ¹ 5.
95. Matthews C.S. and Russel D.G. Pressure Build-Up and Flow Tests in Wells. // Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas, 1967.- 172 p.
96. McAlister J.A., Nutter B.P. and Lebourg M. - A New System of Tools for Better Control and Interpretation of Drill-Stem Tests // J. Petrol. Technol., Feb. 1965. - p. 207-214.
97. McKinley K.M. Wellbore Transmissibility from Afterflow-Dominated Pressure Build-up Data // J. Petrol. Technol., July, 1971.
98. Michael C. Vincent et al, "Non Darcy and Multiphase Flow in Propped Fractures: Case Studies Illustrate the Dramatic Effect on Well Productivity", paper SPE 54630, 1999.
99. Miller C.C., Dyes A.B. and Hutchinson C.A. The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics // Trans. AIME, 1950. - v. 189. - p. 91-104.
100. Petty L.O. How to Get Better Data From a Drill-Stem Test // Oil and Gas Journal, Feb. 1962.
101. Raghavan R., Reynolds A.C., Meng H.Z. Analysis of Pressure Build-up Data Following a Short Flow Period // J.P.T., 1982.
102. Ramey H.J. Short-Time-Well Test Data Interpretation in, the Presence of Skin-Effect and Wellbore Storage // J. Petrol. Technology, 1970.- Jan. - p. 97-104; Trans AIME. 249.
103. Ramey H.J., Agarwall R.G. Annulus Unloading Rates as Influencedly Wellbore Storage and Skin-Effect // SPEJ, Oct. 1972.
104. Ramey H.S., Cobb W.M. A General Pressure Build-up Theory for a Well in a Closed Drainage Area // J. Petrol. Technol., 1971.- Dec.- v.2. - p. 1495- 1505.
105. Rogers E.J. and Economides M.J. The Skin due to Slant of Deviated Wells in Permeability-Anistropic Reservoirs // Paper SPE 37068, 1996.

106. Rosa A.J. and Horne R.N. Reservoir Description by Well Test Analysis Using Cyclic Flow Rate Variations, SPE 22698, Proceedings, 66th Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 6-9, 1991.
107. Rosa A.J. and Horne R.N. Pressure Transient Behavior in Reservoirs with an Internal Circular Discontinuity, SPE Journal, (March 1996).
108. Rosa A.J., and Horne R.N. New Approaches for Robust Nonlinear Parameter Estimation in Automated Well Test Analysis Using the Least Absolute Value Criterion, SPE Advanced Technology Series, 4, (1996), 21-27.
109. Streltsova T Well Testing in Heterogeneous Formations John Wiley and Sons, New York, 1988.
110. Strelsova T.D., McKinley R.M. Early Time Build-up Data Analysis for a Complex Reservoir // J.P.T., May 1982.
111. Theis C.V. The Relationship Between the Lowering of Piesometric. Surface and Rate and Duration of Discharge of Wells Using Ground-Water Storage // Trans., AGU. 1955. v-II. - p. 519.
112. Tauzin E., and Horne R.N. Influence Functions for the Analysis of Well Test Data from Heterogeneous Permeability Distributions, paper SPE 28433, Proceedings, 70th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, September 25-28, 1994.
113. Van-Everdingen A.F. The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of the Wells //Trans. AIME, 1953, v. 198. - p. - 171-176.
114. Van-Everdingen A.F. and Hurst W. The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in the Reservoirs // Trans. AIME. 1949, -v. 186. - p. 305- 324.
115. Wattenberger R.A., Ramey H.J. An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Finite Difference Treatment// SPEJ, Sept. 1979. – p. 291-297.
116. Zak A.J. and Griffin P. Here's a Method for Evaluating DST Data // Oil and Gas Journal, April, 1957.