

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
ИМЕНИ И. М. ГУБКИНА

На правах рукописи

УДК 550.832:622

КАЕШКОВ ИЛЬЯ СЕРГЕЕВИЧ

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ В УСЛОВИЯХ
ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ ВО ВРЕМЕНИ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВ

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

д.т.н., профессор

Кременецкий М.И.

Москва 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ.....	11
1.1 Месторождение как динамично меняющийся объект исследования	11
1.2 На что способны стандартные технологии исследований скважин	12
1.3 Эволюция от разовых замеров к постоянному мониторингу	14
1.4 Современные технологии стационарного мониторинга	15
1.5 Масштабы интеграции данных мониторинга разработки	17
1.6 Постановка задач работы	19
ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ДОЛГОВРЕМЕННОГО СКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩЕГОСЯ СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА	21
2.1 Основные динамичные характеристики состояния пласта, предпосылки учета динамики изменяющихся параметров	21
2.2 Контроль изменения совершенства вскрытия пласта	25
2.3 Долговременный мониторинг фильтрационных свойств	34
2.4 Контроль динамики энергетики пласта	44
2.4.1 Дренирование неограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом	45
2.4.2 Дренирование полуограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом	47
2.4.3 Дренирование ограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом	48
2.4.4 Дренирование ограниченного по простиранию пласта с падающим расходом.....	52
2.5 Контроль динамики профиля притока.....	56
2.6 Технология исследований для контроля состояния пласта	63
2.7 Выводы.....	68
ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОМПЛЕКСА МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА	70
3.1 Информативные возможности методов ПГИ по определению профиля притока	70
3.2 Исследование информативности термометрии при переходных процессах на основе стационарных оптоволоконных датчиков	76
3.3 Моделирование процессов смешивания и теплопереноса.....	81

3.4 Анализ результатов моделирования	85
3.5 Выводы.....	98
ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСНЫЙ КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ УДАЛЕННОЙ ОТ СКВАЖИНЫ ОБЛАСТИ ПЛАСТА.....	100
4.1 Информативные возможности долговременного мониторинга межскважинного пространства.....	100
4.2 Гидродинамический контроль в условиях интенсивного взаимовлияния скважин	106
4.3 Комплексный площадной мониторинг разработки неоднородного пласта.....	118
4.4 Выводы.....	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
Список литературы	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальные объекты разработки нефтяных и газовых месторождений имеют такие осложняющие факторы, как неоднородная проницаемость, множественные разломы, локальная трещиноватость, сложная геометрия, высокая расчлененность, низкое пластовое давление, подвижная газовая шапка, и многие другие. Практически для всех добывающих компаний России большую долю активов, составляют коллекторы с низкой проницаемостью. Характерными особенностями разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами является интенсификация притока с помощью гидроразрыва пласта (ГРП), бурение горизонтальных стволов, в том числе с многостадийным ГРП (МГРП) и зачастую жесткая система поддержания пластового давления (ППД).

Казалось бы, низкая проницаемость должна обуславливать медленное протекание гидродинамических процессов в пласте. Однако естественные геологические неоднородности и техногенные трещины, многочисленные геолого-технологические мероприятия (ГТМ), а также большие контрасты забойного и пластового давления обуславливают активное взаимовлияние скважин и высокую динамичность параметров системы скважина-пласт. Динамика измеряемых параметров непосредственно в процессе измерений обуславливает сложности проведения и обработки традиционных методов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин.

Комплекс проблем, обусловленный взаимодействием скважин и изменением параметров пласта, делает контроль разработки залогом эффективной эксплуатации недр. Недостаточная эффективность организации мониторинга, ошибки организации системы ППД и добычи непосредственно влияют на объем невыработанной нефти и итоговый КИН. Поэтому задачи построения качественной и экономически обоснованной системы мониторинга разработки месторождения, включая техническую и методическую реализацию, обретают все большую важность.

Ключом к контролю и оперативному управлению разработкой являются глубинные стационарные измерительные системы, передающие данные в режиме реального времени. Внедрение систем стационарного мониторинга становится совершившимся фактом. Многие из них прошли успешную апробацию и находятся на пути к производственному внедрению. Многие (в первую очередь телеметрические системы ЭЦН) широко внедрены в производство и стали неотъемлемой частью системы контроля разработки

Внедрение стационарного мониторинга разработки означает не только то, что существенно увеличивается длительность наблюдения за объектом. Охват непрерывными измерениями практически всего цикла разработки месторождения от этапа опытной эксплуатации до полной выработки означает, что большинство контролируемых параметров даже в пределах отдельных циклов измерений нельзя считать стабильными.

Поэтому исследования, основанные на длительном стационарном мониторинге забойных параметров, требуют технической и методологической адаптации для учета динамического изменения изучаемых параметров во времени, в том числе в период исследования. Их совершенствование невозможно без комплексного использования данных длительного мониторинга совместно с результатами традиционных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) промыслово-технологических исследований (ТИ) геофизических исследований скважин в открытом стволе (ГИС) и в процессе эксплуатации скважин (ПГИ).

Цель работы

Отмеченные проблемы определили основные цели диссертационной работы, состоящие в комплексном усовершенствовании технологий проведения и методик интерпретации результатов исследований скважин с использованием систем долговременного скважинного мониторинга геофизических и гидродинамических параметров в условиях изменяющихся во времени свойств пласта.

Задачи

1. Анализ информативности методов контроля разработки с использованием долговременного гидродинамического и промыслово-геофизического мониторинга при изучении динамики состояния коллектора. В работе рассмотрены: фильтрационные свойства, характеристики вскрытия, насыщение, геометрические характеристики и энергетические свойства пласта.

2. Разработка технологии циклических ГДИС и ПГИ в рамках долговременного мониторинга без остановки скважины, а также методики интерпретации полученных данных для ликвидации неоднозначностей, связанных с одновременным изменением нескольких характеристик коллектора в околоскважинной зоне.

3. Анализ информативных возможностей долговременного мониторинга геофизических параметров при изучении динамики свойств удаленной от скважины области пласта.

4. Разработка методики совместной интерпретации длительных исследований в соседних добывающих и нагнетательных скважинах в условиях их взаимовлияния.

5. Разработка оперативной методики интерпретации данных мониторинга в условиях раннего взаимовлияния скважин, которое критически ограничивает возможности известных методик интерпретации.

6. Обоснование алгоритма комплексного анализа данных долговременного мониторинга геофизических параметров совместно с результатами ГИС, ГДИС, ТИ и ПГИ с целью определения свойств удаленной от скважины области пласта (построение карт проницаемости, пластового давления, диагностика пластовых неоднородностей).

7. Теоретический и экспериментальный анализ информативных возможностей температурного мониторинга с целью изучения динамики работающих толщин.

Методика

При решении задач, поставленных в диссертационной работе, использовались результаты обобщения и анализа отечественных и зарубежных публикаций, посвященных описанному кругу проблем; теоретическое изучение физических процессов, описывающих закономерности поведения полей давления, температуры и скорости потока в скважине и пласте; математическое моделирование поведения перечисленных полей; постановка, обобщение и анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин с использованием известных, усовершенствованных и разработанных автором методик и алгоритмов.

В ходе выполнения работы автором использовалось программное обеспечение отечественных и зарубежных компаний «Камертон-Контроль», (НПП «ГЕТЭК»); «Saphir», «Topaze» (Kappa Engineering); «Eclipse100», «Eclipse300» (Schlumberger).

Достоверность научных выводов и рекомендаций соискателя подтверждена обобщением и анализом результатов отечественных и зарубежных исследований, оценкой информативности используемых методов исследований и достоверности выявленных закономерностей поведения изучаемых геофизических полей на базе математического моделирования и экспериментов в скважинах, результатами практического применения и внедрения предложенных способов исследования скважин и интерпретации полученных результатов.

Научная новизна

1. Разработана технология долговременного мониторинга разработки без остановки скважины в условиях изменения во времени свойств пласта, включающая целенаправленные циклические изменения депрессии, оптимальные по интенсивности и по длительности.

2. Усовершенствован алгоритм комплексной интерпретации результатов длительного мониторинга за счет использования многоциклового ГДИС без остановки скважин, ГИС и ПГИ с целью определения динамики изменения фильтрационных свойств и характеристик вскрытия пласта в околоскважинной зоне.

3. Предложен алгоритм совместной интерпретации результатов мониторинга соседних интерферирующих добывающих и нагнетательных скважин для оценки текущего пластового давления в межскважинном пространстве.

4. Разработан алгоритм комплексной оперативной интерпретации результатов мониторинга с целью оценки динамики пластового давления для условий раннего взаимовлияния скважин (скрытый радиальный режим течения) который предполагает совместный анализ результатов ГДИС, ГИС и ПГИ в комбинации с методом материального баланса.

5. Разработаны методика измерений и алгоритм интерпретации их результатов, учитывающие аппаратные особенности распределенных температурных датчиков ОВС и особенности информативных эффектов.

Защищаемые положения

1. Оптимальной технологией контроля разработки месторождений в условиях изменяющихся во времени свойств пласта является долговременный мониторинг гидродинамических и геофизических параметров в скважине на технологическом режиме эксплуатации в сочетании с циклическими целенаправленными изменениями депрессии (репрессии) на пласт.

2. В условиях интенсивного взаимовлияния скважин и одновременного изменения во времени фильтрационных параметров и энергетического состояния пласта долговременный мониторинг комплекса геофизических и гидродинамических параметров является результативным только в комбинации с методом материального баланса

3. Повышения информативности температурного мониторинга стационарными распределенными датчиками можно добиться путем регистрации и анализа миграции температурных аномалий, вызванных переходными процессами после пуска скважины в условиях минимального влияния на тепловое поле в скважине эффекта калориметрического смешивания и теплообмена с вмещающими породами.

Основными защищаемыми результатами являются

Методики проведения и алгоритмы комплексной интерпретации данных длительного скважинного мониторинга в условиях изменяющихся параметров пласта, основанные на результатах гидродинамического моделирования.

Способ восстановления профиля давления между скважинами при совместной интерпретации длительных исследований соседних взаимовлияющих скважин.

Алгоритм комплексной интерпретации результатов мониторинга с целью оценки динамики текущего пластового давления в условиях раннего взаимовлияния скважин, информативный при отсутствии необходимых для интерпретации ГДИС диагностических режимов течения.

Технология исследования распределенными стационарными датчиками для формирования и измерения информативных температурных эффектов в стволе скважины.

Методика экспресс интерпретации результатов распределенного температурного мониторинга, включающая обработку переходных процессов.

Практическая ценность и личный вклад

Предложенные методики исследований и интерпретации данных длительного стационарного мониторинга разработки месторождений в комплексе с геофизическими методами позволяют существенно повысить эффективность контроля изменения параметров пласта. Это достигается за счет использования следующих двух подходов. Первый - замена кратковременных остановок для определения текущих параметров пласта на аналогичные по длительности циклы смены режима работы скважины. Это позволяет избежать потерь добычи нефти во время простоя скважин (добыто дополнительных 50 тыс. тонн в ОАО «Газпромнефть»). Второй - комбинирование традиционных методик ГДИС с методом материального баланса, что, снижает долю неинформативных исследований. Предложенные способы измерений и алгоритмы интерпретации результатов стационарной распределенной термометрии повышают достоверность определения профиля и состава притока.

Основной личный вклад автора заключается в выполнении анализа информативности методов промыслово-геофизического и гидродинамического контроля в условиях изменения свойств пласта, в разработке способов совершенствования технологии проведения и методов интерпретации комплекса длительного геофизического мониторинга скважин, а также в разработке оптимальной методики проведения измерений и алгоритмов интерпретации распределенной оптоволоконной термометрии.

Реализация

Разработанные автором методы интерпретации данных позволили значительно увеличить количество одновременно определяемых динамических параметров (фазовая проницаемость, скин-фактор, пластовое давление, работающая толщина) по результатам комплексного длительного скважинного мониторинга, выполняемых в группе компаний ОАО «Газпром нефть» и интерпретируемых в ООО «Газпромнефть НТЦ» (более 2 тыс. исследований в год).

С участием соискателя подготовлены программы специальных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, реализовано более 500 исследований длительностью от полугода до семи лет.

Это позволило рекомендовать добывающим предприятиям большое количество результативных геолого-технических мероприятий (повторные ГРП, выравнивание профиля приемистости, соляно- и глинокислотные обработки и пр.), оптимизации режимов отбора и закачки, а также прогнозировать свойства пласта для планирования бурения новых скважин и боковых стволов.

Апробация работы

Результаты работы были представлены на конференциях:

1. WSAM 2014 (Winter school on applied modelling. Well and reservoir characterization.) Abu Dhabi, UAE, 2014
2. X всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014.
3. Юбилейная десятая всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности (газ, нефть, энергетика)» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013.
4. Международная научно-техническая конференция «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча» Томск, 2013.
5. 67-ая Международная молодежная научная конференция «Нефть и газа 2013» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2013.
6. Творческая конференции молодых ученых ООО «Газпромнефть НТЦ». Санкт-Петербург, 2012.

7. Международная научно-техническая конференция «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефтегазоконденсатных месторождений» Санкт-Петербург, 2012.

8. XIX Губкинские чтения «Инновационные технологии прогноза, поисков, разведки и разработки скоплений УВ и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» Москва, 2011.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННЫЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ

1.1 Месторождение как динамично меняющийся объект исследования

Энергетический комплекс России и зарубежных стран в большой степени сформирован поисками, добычей, переработкой и потреблением природных углеводородов. Задачи наращивания объемов запасов, увеличения степени выработки месторождений, совершенствования технологий добычи, транспортировки, переработки нефти и газа, являются приоритетными для поддержания темпов роста индустрии современного мира [14].

Рост потребления нефтепродуктов вызвал увеличение спроса, что, вкупе с конечностью мировых запасов, обусловило сегодняшний уровень цен на нефть. Скачок стоимости сырья сделал возможным стремительное развитие технологий добычи, что особенно ярко проявилось в сфере добычи нефти, более сложной по сравнению с добычей газа. Технологии и высокая стоимость нефти сделали возможным разработку месторождений, к которым в прошлые годы невозможно было отыскать подход, обеспечивающий положительную рентабельность. Одновременно с этим, происходило и происходит по сей день постепенное истощение разведанных месторождений с высокими коллекторскими и фильтрационными свойствами [33].

Актуальные объекты разработки имеют те или иные осложняющие факторы, такие как низкая проницаемость, большая глубина залегания, низкое пластовое давление или низкое давление насыщения, подвижная газовая шапка, неоднородная трещиноватость и многие другие, на которые так богата природа. Практически для всех добывающих компаний России большую долю активов, в числе прочих, составляют коллекторы с низкой проницаемостью.

Характерными особенностями разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами является: достаточно большая плотность сетки скважин, интенсификация притока с помощью гидроразрыва пласта (ГРП), бурение горизонтальных стволов с многостадийным ГРП (МГРП) и обширная система поддержания пластового давления (ППД). При этом особое внимание требуется уделять проектированию системы разработки, с учетом геомеханических, геологических и других особенностей залежи.

Казалось бы, низкая проницаемость должна обуславливать очень медленное протекание гидродинамических процессов в пласте, однако естественные геологические неоднородности и техногенные трещины, а также большие контрасты забойного и пластового давления обуславливают активное взаимовлияние скважин и высокую динамичность параметров системы скважина-пласт. Это взаимовлияние может быть и положительным, если речь идет о равномерной выработке пласта и поддержании пластового давления. Однако чаще активное

взаимовлияние несет в себе сложности и опасности, такие как преждевременное обводнение нагнетаемой водой или снижение пластового давления с разгазацией флюида, препятствующей фильтрации нефти в пласте. Даже при отсутствии подстилающих вод и высокой начальной водонасыщенности регулярно встречается снижение эффективной проницаемости при росте обводненности продукции. Динамика геометрии трещин авто-ГРП может обеспечивать переменную эффективную мощность пласта в зависимости от интенсивности нагнетания [48][122]. Первичный и повторный ГРП в добывающих скважинах также могут подключать разные интервалы пласта, не вскрытые перфорацией. Динамика измеряемых параметров непосредственно в процессе измерений обуславливает сложности проведения и обработки методов ГДИС и ПГИ.

Комплекс проблем, обусловленный взаимодействием скважин и изменением параметров пласта, делает контроль разработки залогом эффективной эксплуатации недр. Недостаточная эффективность организации мониторинга, ошибки оптимизации закачки и добычи непосредственно влияют на объем невыработанной нефти и итоговый КИН. Поэтому задачи построения качественной и экономически обоснованной системы мониторинга, включая техническую и методическую реализацию, обретают ежедневно все большую важность.

Ключом к оперативному управлению разработкой являются стационарные скважинные измерительные системы, передающие данные в режиме реального времени [42][93]. Так как вопросы взаимодействия скважин решаются не более чем в масштабе одного куста, то вопрос организации опорной сетки скважин отпадает сам собой. Весь фонд скважин должен быть оснащен ИИС, а актуальным остается лишь вопрос выбора технологий, вписывающихся в экономические рамки. К примеру, все скважины оснащены датчиками забойного давления, а скважины, расположенные близко к контуру нефтеносности, дополнительно оборудованы датчиками состава для мониторинга продвижения фронта обводнения. Также часть фонда регулярно покрывается специальными исследованиями, для чего уже нужна опорная сеть и соответствующий план работ.

1.2 На что способны стандартные технологии исследований скважин

Рассматривая опыт контроля разработки прошлых лет и сопоставляя его с сегодняшним положением дел, можно отметить ряд характерных черт.

Во второй половине XX века, когда многие методы исследования действующих скважин: промыслово-геофизические (ПГИ), промыслово-технологические (ТИ) и гидродинамические (ГДИС) только внедрялись в производство, в практике отечественных инженеров уже одно

только успешное их применение было важным достижением. Среди ПГИ преобладали такие стандартные на сегодняшний день методы как механическая и термокондуктивная расходометрия, термометрия, барометрия, влагометрия, локатор муфт и метод сопротивлений. Основой технологии проведения исследований являлись непрерывные измерения перечисленных параметров по глубине [17][18].

За прошедшие десятилетия были предприняты значительные усилия для повышения результативности исследований. Одним из основных направлений этих усилий явилось повышение точности и надежности существующих датчиков. В первую очередь это относится к датчикам, регистрирующим температуру и давление, основные параметры которых (чувствительность, разрешающую способность) удалось поднять на несколько порядков.

Такие объекты исследования как горизонтальные стволы и пласты с многофазным притоком дали новый толчок к развитию ПГИ. Традиционные методы практически не работают в условиях сложной структуры потока. Логичной эволюцией методов стало создание приборов с распределенными датчиками по сечению скважины. Также появились новые приборы, реализация которых была невозможна ранее из-за технологических ограничений. Пример таких технологически развитых приборов – Flow Scanner Schlumberger [116], представляет из-за себя комплексный прибор, сочетающий в себе многодатчиковый расходомер, оптические датчики и электроразрядные датчики. Можно встретить на практике другие сочетания многодатчикового расходомера, с радиоактивными методами (нейтронная активация кислорода) или методами закачки маркеров [121].

И наконец, нельзя не упомянуть о появлении принципиально новых измерительных систем, которые основаны на новых подходах. При этом большинство реализуемых в настоящее время идей были известны уже давно, но до сих пор не находили широкого применения по самым различным причинам [127] [92].

В ряде случаев тормозом внедрения было слабое методическое обеспечение, иногда отсутствие необходимого аппаратного и программного обеспечения. Одним из таких ярких примеров является шумометрия скважин, которая в современном спектральном варианте переживает сейчас «второе рождение» [125]. К числу принципиально новых идей, реализованных сравнительно недавно относится спектральная шумометрия сигналов электромагнитной эмиссии [37]; [39].

Аналогичный путь прошли гидродинамические исследования скважин. Среди основных технологий ГДИС следует в первую очередь назвать следующие: пуск скважины и запись кривой стабилизации давления (КСД), остановка скважины и запись кривой восстановления давления или уровня (КВД или КВУ) [81][84]. В последнее время все шире

используются также сложные технологии, предусматривающие циклическую смену различных состояний (режимов работы) скважины [62]. Эти технологии являются естественным результатом развития широко распространенной до сих пор технологией получения индикаторной диаграммы (ИД) [11].

Казалось бы, основные методы ГДИС с момента их создания до недавних пор не претерпели существенных изменений. Но существенное улучшение метрологических характеристик измерительной аппаратуры, а также технологий проведения исследований (внедрение новых способов вызова притока, реализация долговременных КВД с закрытием на забое и пр.) кардинально повысило результативность исследований скважин [55].

1.3 Эволюция от разовых замеров к постоянному мониторингу

При многих внешних различиях гидродинамические и промыслово-геофизические исследования очень похожи. Это базовые и равноправные элементы единой системы контроля разработки месторождения. В связи с этим у них есть еще одно сходство. Сколь серьезные изменения не претерпели пока используемые технологии и средства измерений, методы интерпретации результатов и исследования пока еще продолжают носить эпизодический характер.

Очевидно, что охват фонда скважин такими исследованиями не может быть большим. Такое положение дел нельзя считать удовлетворительным, особенно в современных условиях, когда большая часть объектов имеет сложный характер и необходимо практически непрерывно принимать оперативные решения по оптимизации разработки [41].

Сегодня во многих добывающих компаниях, к сожалению, по-прежнему сохранился такой подход к контролю разработки. Вероятно, в корне этого лежат экономические соображения, однако далеко не все современные технологии отличаются высокой стоимостью. Некоторые из них возможно реализовать с помощью уже имеющегося в наличии у компаний оборудования, о чем будет подробнее рассказано в следующем разделе.

На практике, инженеры постоянно нуждаются в знании текущих параметров системы скважина-пласт для принятия решений и предупреждения осложнений в режиме реального времени. Например, отследив реакцию на нагнетание по забойному давлению в добывающей скважине можно оперативно снизить закачку, тем самым избежать преждевременного обводнения продукции. После того как фронт закачиваемой воды достиг добывающей скважины, снижение закачки не принесет существенного эффекта, из-за того что сформирована область пласта с повышенной фазовой проницаемостью для воды.

Таким образом, единственным решением, которое может удовлетворить потребность в информации и покрыть достаточную часть фонда скважин это стационарные датчики, передающие инженеру информацию в режиме он-лайн. Для контроля параметров пласта, таких как эффективная толщина, состав и профиль притока требуется распределение датчиков по длине ствола скважины. В комплексе с системой управления добычей или закачкой такие датчики формируют интеллектуальную скважину, которая в свою очередь имеет шансы стать частью интеллектуального месторождения. Современные технологии вполне в состоянии реализовать такой проект, однако, с экономической точки зрения, скорее всего, он будет малоэффективен. Поэтому на практике чаще реализуется комплекс исследований на основе ограниченного числа стационарных датчиков вместе с эпизодическими ПГИ на отдельных скважинах. Подробнее о примерах реализации отдельных элементов интеллектуальной скважины в «ОАО Газпромнефть» будет рассказано в следующем разделе.

1.4 Современные технологии стационарного мониторинга

Так как большую часть активов компании «ОАО Газпромнефть» составляют объекты с низкой проницаемостью, то режим фонтанирования если и имеет место, то в течение ограниченного временного интервала. В основном добыча ведется с помощью средств механизации, а именно, погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН). ЭЦН запитан через бронированный силовой кабель с поверхности, который также служит каналом связи с насосом для реализации телеметрии. Помимо технической информации о состоянии насоса, частоте вращения и температуры, на поверхность передается информация о давлении на входе в насос.

Другими словами на ЭЦНе установлен по умолчанию датчик давления, который фактически измеряет забойное давление. Достаточно просто внести небольшую поправку за разницу глубин установки насоса и продуктивного интервала, тем более что насос обычно устанавливается лишь немного выше продуктивного интервала.

Информация о забойном давлении является основой методов ГДИС, поэтому можно считать большой удачей, что в каждой скважине, оснащенной ЭЦН, мы записываем эти данные. Сегодня точность этих датчиков находится на высоком уровне, и они официально признаются средствами измерениями. Станции управления насосами имеют ограниченный объем памяти для записи журнала работы ЭЦН, поэтому важно организовать своевременный сбор и сохранение данных с насосов. Надежнее всего организовать передачу через сеть интернет в режиме реального времени, что позволит исключить ошибки операторов при сборе данных. Замер дебитов осуществляется с помощью автоматических групповых замерных установок, которые также передают свои показания на общий сервер в базу данных. Менее надежный и

трудоемкий вариант – замеры вручную с помощью мобильных замерных установок с участием операторов, с последующим ручным занесением данных в базу данных.

В совокупности сбор замеров забойного давления и дебита в единой базе создают основу для осуществления гидродинамического мониторинга [71][4]. Разработанные в конце прошлого века методы анализа снижения добычи, более известные как Decline-анализ [86][95] позволяют определять текущие параметры системы скважина-пласт без остановки добычи нефти. Это позволяет держать добычу на постоянном уровне и главное - не требуется больше обосновывать необходимость остановки скважины для проведения исследования. При необходимости, инженер просто выгружает и обрабатывает данные из хранилища. Остановки скважин на капитальный ремонт помогают повышать однозначность интерпретации результатов. Дополнительно, открывается простор для исследования межскважинного пространства за счет постоянного мониторинга всего фонда скважин. Остановка на ремонт какой-либо нагнетательной скважины представляет из себя импульс давления, отклик на который можно отслеживать в окружающих добывающих скважинах, опять же, без дополнительных скважинных манипуляций.

Хорошо себя зарекомендовала технология контроля процесса гидроразрыва пласта с помощью встроенного в карман гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) автономного манометра. Его показания позволяют уточнить значение текущего пластового давления для дальнейшего проведения Decline-анализа при запуске скважины, а также в случае многопластовой залежи - пластовое давление для каждого пласта.

Часть активов компании представляют многопластовые залежи [52]. Принципы рациональной эксплуатации недр диктуют условия обособленного подхода к эксплуатации каждого пласта. Однако, очевидно, что разбуривание каждого пласта своей отдельной сеткой скважин, скорее всего, будет иметь низкую рентабельность. Поэтому остаются лишь два варианта. Можно поочередно отрабатывать каждый объект снизу-вверх, что даст похожую степень извлечения нефти как и отдельные сетки скважин, но тогда разработка займет огромное количество времени. А можно совместно эксплуатировать несколько пластов, при этом осуществлять мониторинг состояния каждого отдельного пласта. Такой подход обеспечивает более быструю окупаемость проектов, но снижает итоговый КИН.

Для контроля многопластовых залежей можно использовать традиционные методы ПГИ, а можно установить специальную компоновку для одновременной раздельной добычи (ОРД) [13], со встроенными датчиками возле каждого продуктивного интервала.

Традиционные ПГИ существенно дешевле, но область их эффективного применения ограничена, в основном, нагнетательными скважинами. В добывающих скважинах,

вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, для поддержания течения флюида требуется большая депрессия на пласт. Традиционные методы вызова притока, компрессирование и свабирование не дают устойчивой депрессии нужной величины. Наиболее надежным средством проведения ПГИ в добывающих скважинах показала себя система байпасирования Y-tool [129]. Через одно ответвление производится запись параметров ПГИ, а на другом можно установить ЭЦН. Стоимость таких систем относительно велика, поэтому сложилась практика перемещения их со скважины на скважину после проведения замеров. Другим способом вызова притока с необходимой депрессией является струйный насос [76], имеющий много достоинств, однако, практика демонстрирует необходимость специального обучения операторов работе с таким оборудованием.

При одновременной отдельной добыче или закачке (ОРД/ОРЗ) возможна установка датчиков расхода, давления и температуры возле продуктивных интервалов на якорях [10]. Возможна установка приборов объединенных кабелем и возможно автономное исполнение. К сожалению, установленные таким образом вертушечные расходомеры не отличаются высокой надежностью и часто выходят из строя. Несколько лучше зарекомендовали себя датчики мандрельного типа, где расход регистрирует проходным измерительным модулем и передача показаний осуществляется акустическим способом по колонне НКТ [85]. Успешно применяется способ подвешивания под ЭЦН датчиков, подключаемых через ТМС ЭЦН [44].

Применение разработанных в ООО Газпромнефть НТЦ интерпретационных алгоритмов позволяет на основании перечисленных датчиков определять свойства пластов по отдельности.

К сожалению, на текущий момент значимого опыта стационарного мониторинга в горизонтальных стволах не так много, поэтому в работе будет уделено много внимания проработке этого вопроса. Особенно высокой перспективностью обладают распределенные температурные датчики на основе оптоволоконной технологии. Фактически, это единственная технология, потенциально обеспечивающая мониторинг работы всей длины горизонтального ствола в течение длительного времени.

1.5 Масштабы интеграции данных мониторинга разработки

В современном нефтяном инжиниринге вершиной обобщения знаний о разрабатываемом объекте является цифровая геологическая и гидродинамическая модель. При наполнении гидродинамической модели достоверными результатами исследований и актуальной информацией о параметрах технологических режимов добычи, она становится мощным инструментом управления разработкой. Однако, несмотря на невероятный скачок в

производительности современных компьютеров, по-прежнему существуют ограничения на размеры и сложность цифровых моделей. Не все компании могут позволить себе использование кластерных вычислительных систем, что неизбежно влечет за собой необходимость апскейлинга геологических моделей до приемлемой для расчетов детальности. Только небольшие по площади и относительно простые месторождения могут быть обчислены без апскейлинга.

В результате увеличения размеров ячеек, по которым ведется расчет (до 50-100 метров), становится затруднительно работать с отдельно взятыми скважинами. Точность вычислений становится недостаточной. В условиях низкой проницаемости для решения конкретных локализованных задач применяется подход деления модели на отдельные секторы и обособленная работа с ними.

На таком уровне преобладающей важностью обладают данные о предшествующих и текущих показателях отборов, таких как дебит притока воды/нефти/газа, забойное давление. Интерпретация этих данных методами ГДИС позволяет нивелировать возможные ошибки ФЕС, заложенные на этапе построения геологической модели по керну и ГИС. Отдельные замеры ПГИ позволяют оценить работающие толщины для уточнения результатов ГДИС, а также интервалы и состав притока, для отслеживания прорывов воды по отдельным пропласткам и контроля равномерности выработки.

В отсутствии вышеперечисленных входных данных, гидродинамическая модель является скорее плодом субъективных представлений разработчика об объекте, чем отражением реального положения дел. В таких условиях, концептуально лучше подходят упрощенные методы анализа, такие как прокси-моделирование, нейронные сети, псевдотрехмерные модели и метод материального баланса. Но даже в этом случае, частью базы для анализа являются ГДИС и ПГИ.

Комплексный контроль на основании секторной модели с привлечением результатов ГДИС и ПГИ дает возможность максимально результативно проводить геолого-технологические мероприятия, оптимизировать закачку, повышать добычу в целом и снижать затраты на извлечение нефти. Полномасштабная насыщенная качественной информацией модель позволяет осуществлять стратегическое планирование разработки и делать прогноз добычи. Таким образом, выбор масштабов исследования следует из задач, стоящих перед инженером.

1.6 Постановка задач работы

Внедрение систем стационарного мониторинга (СИИС) становится совершившимся фактом. Многие из них прошли успешную апробацию и находятся на пути к практическому использованию. Многие (в первую очередь телеметрические системы ЭЦН) внедрены в производство и стали неотъемлемой частью системы контроля разработки.

Казалось бы, основные проблемы внедрения СИИС связаны с решением чисто технических задач (повышением надежности средств измерений и каналов связи, совершенствованием систем передачи и накопления информации). Но это оказалось далеко не так. В кардинальном совершенствовании нуждается и методическое обеспечение интерпретации получаемых данных.

Причем речь идет не только о существенном механическом увеличении количества обрабатываемой информации. Должны быть кардинально пересмотрены подходы к интерпретации получаемых данных.

Главная проблема, которую необходимо решить состоит в следующем. Внедрение стационарного мониторинга разработки означает не только то, что существенно увеличивается длительность исследования. Охват непрерывными измерениями практически всего цикла разработки месторождения от этапа опытной эксплуатации до полной выработки означает, что большинство контролируемых параметров даже в пределах отдельных циклов измерений нельзя считать стабильными.

Исследования, основанные на длительном стационарном мониторинге, требуют технической и методологической адаптации для учета динамического изменения изучаемых параметров во времени, в том числе в период исследования.

Этот факт позволяет сформулировать основную задачу, стоящую перед автором и определившую тему диссертационной работы - Технология промыслово-геофизического контроля в условиях изменяющихся во времени параметров нефтегазовых пластов.

В рамках решения этой проблемы можно выделить несколько локальных задач, определивших состав и содержание базовых разделов диссертационной работы.

Анализ информативности комплекса методов контроля разработки при изучении динамики характеристик коллектора (его фильтрационно-емкостных свойств, характеристик вскрытия, насыщенности, геометрических характеристик и пр.)

Углубленный анализ современного состояния комплекса промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин для оценки энергетического состояния пласта.

Адаптация существующих методик и разработка новых подходов к определению пластового давления при его изменении в процессе исследования.

Обоснование алгоритма экспресс интерпретации ГДИС в условиях раннего взаимовлияния скважин, в отсутствие диагностических режимов течения.

Анализ современного состояния комплекса промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах для оценки текущих фильтрующих параметров пласта.

Обоснование физико-математической модели тепломассопереноса в горизонтальной скважине.

Теоретический и экспериментальный анализ информативных возможностей постоянного температурного мониторинга на основе распределенных оптоволоконных датчиков.

Обоснование технологии и методики проведения измерения в горизонтальном стволе.

Разработка алгоритма интерпретации данных с распределенных стационарных датчиков.

ГЛАВА 2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ДОЛГОВРЕМЕННОГО СКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЯЮЩЕГОСЯ СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

2.1 Основные динамические характеристики состояния пласта, предпосылки учета динамики изменяющихся параметров

Естественным процессом разработки является истощение энергетического потенциала пластов, из-за чего период фонтанирования рано или поздно завершается. Дальнейшая эксплуатация требует снижения забойного давления ниже гидростатического, для чего используются средства механизированной добычи. Если в XX веке широко использовались штанговые насосы-качалки, то с появлением и развитием погружных электроцентробежных насосов, доля штанговых установок значительно снизилась и в настоящее время преимущественно используется только для низкодебитных скважин. Альтернативным способом добычи с давних времен является также винтовой насос, который сейчас переживает второе рождение в исполнении с погружным электродвигателем. Среди его преимуществ выделяется большая устойчивость к пескопроявлению, солеотложениям и высоковязкой нефти. Струйные насосы имеют ограниченное распространение и в практике отечественной промышленности чаще используются для освоения скважин.

Таким образом, подавляющую часть фонда составляют скважины с забойным электродвигателем. Такое положение дел, сформированное производственной необходимостью, создало аппаратную базу, необходимую для организации мониторинга добычи. Любой ЭЦН или винтовой насос включает в себя телеметрическую систему, необходимую для сбора информации о состоянии насоса и его управления. Иными словами, каждая скважина, оснащенная такими насосами, автоматически имеет набор забойных датчиков и канал связи с поверхностью для передачи информации в режиме он-лайн. Если большая часть датчиков отражает состояние непосредственно самого ЭЦН, то датчик давления на входе в насос дает важнейшую информацию о давлении в стволе скважины.

Вместе с измерением дебита и состава продукции на поверхности, эти датчики дают необходимый минимум информации для организации гидродинамического мониторинга. Сомнительно, что в отсутствие погружных электродвигателей, удалось бы оснастить каждую добывающую скважину забойным датчиком, каналом связи и системой хранения данных. Скорее всего, охват скважин таким оборудованием составил бы не более 50%, особенно при разработке месторождений в удаленных районах со сложными климатическими условиями, где добыча нефти ведется плотной сеткой скважин и в принципе обходится дорого. В случае же с

ЭЦН и ВН, главной задачей, которую остается решить является организация системы сбора и хранения информации со станций управления ЭЦН. К сожалению, при сборе информации операторами вручную, неизбежно часть информации теряется, перезаписывается, случаются различные накладки. Поэтому оптимальной системой сбора является автоматическая передача данных со станций управления на сервера хранения по беспроводным каналам.

Технологии мониторинга стационарными датчиками признаны высокоэффективными во всем мире. В то время как большинство скважин оснащается ЭЦН с ТМС, использование данных поступающих с таких стационарных датчиков становится основой мониторинга разработки [4]. С одной стороны, при запуске новой скважины или при ее остановке, данные забойного датчика с ЭЦН заменяют традиционные разовые ГДИС. С другой стороны, мониторинг высокой продолжительности в течение всей жизни скважины позволяет решать ранее недоступные задачи. Например, отслеживать взаимодействие удаленных друг от друга скважин, выявлять геологические неоднородности, отслеживать реакцию на ГТМ в других скважинах, а также выполнять гидропрослушивание при наличии необходимого возмущающего импульса.

Увеличение времени мониторинга до нескольких лет вместе с ростом увеличения информативности, неизбежно влечет за собой увеличение числа влияющих факторов. Ряд параметров, которые традиционно принимаются постоянными при разовых ГДИС, становятся динамичными. Учет их динамики, определение текущих значений является нетривиальной задачей, требующей комплексного подхода к интерпретации с привлечением всех доступных знаний об объекте разработки. В общем виде, на рисунке 2.1 представлена схема использования данных при подборе модели интерпретации данных мониторинга в компании ОАО «Газпромнефть». Эта схема иллюстрирует факт того что, для реализации постоянного мониторинга разработки требуется комплексное использование целого набора методов исследований.

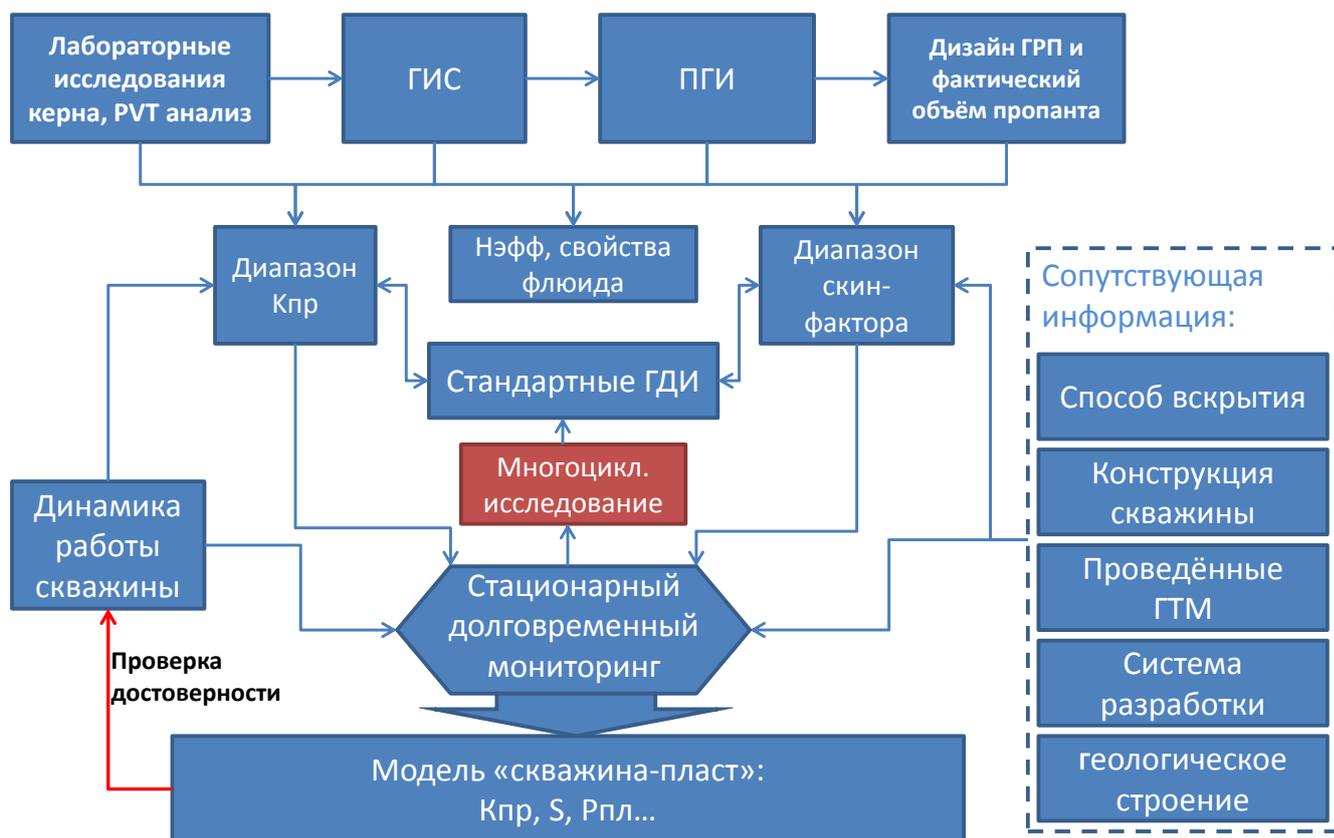


Рисунок 2.1 - Алгоритм обоснования параметров интерпретационной модели

Рассмотрим подробнее возможности современного комплекса контроля разработки с точки зрения динамического изменения параметров объекта исследований – системы скважина-пласт.

Существует достаточно большое количество уравнений, описывающих приток к скважине. Среди них уравнение Дюпюи для вертикальной скважины в однородном пласте, уравнение Джоши или Борисова для горизонтальной скважины, уравнение Каневской для скважины с трещиной ГРП, Уоррена и Рута для трещиноватой среды и многие другие. В любом из них присутствуют общие параметры, характеризующие систему скважина-пласт. Это степень связанности скважины с пластом, фильтрационная характеристика пласта и пластовое давление.

Для оперативных расчетов на практике широко применяется известное уравнение Дюпюи. В данном контексте, его достоинство заключается в том, что оно объединяет в себе основные параметры скважины и пласта, определяющие интенсивность притока. Фильтрация идет от контура питания к скважине, а радиус контура питания возрастает со временем. Традиционно уравнение Дюпюи используется для бесконечного пласта, поэтому дополнительно следует учесть еще параметры области дренирования, оказывающие влияние непосредственно на пластовое давление.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{скв}}{\ln\left(\frac{R_{кп}}{r_{скв}}\right) + S} \dots\dots\dots(1)$$

где Q – дебит, k –проницаемость пласта, h – эффективная мощность пласта, μ – вязкость флюида, $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{скв}$ – забойное давление, $R_{кп}$ – радиус контура питания, $r_{скв}$ – радиус скважины, S – скин-фактор.

Таким образом, в качестве наиболее важных динамических параметров пласта следует отметить:

- а) совершенство вскрытия (скин-фактор);
- б) фильтрационные свойства (проницаемость);
- в) энергетическое состояние пласта (пластовое давление);
- г) профиль и состав притока (работающая толщина).

Затруднительно определить значимость изменения того или иного параметра. Если проницаемость и работающая толщина пропорционально и обратно пропорционально влияют на дебит, то скин-фактор влияет с переменной интенсивностью (логарифмически). Диапазоны изменения параметров также скорее являются свойством отдельно взятого месторождения, а не особенностью параметра.

По одному из месторождений автор выполнил оценку среднего отклонения динамических параметров в процессе исследования от среднего значения по выборке из шестисот исследований (всего более 4000), где интерпретация была выполнена повторно через разные временные промежутки. Полученное распределение приведено на рисунке 2.2.

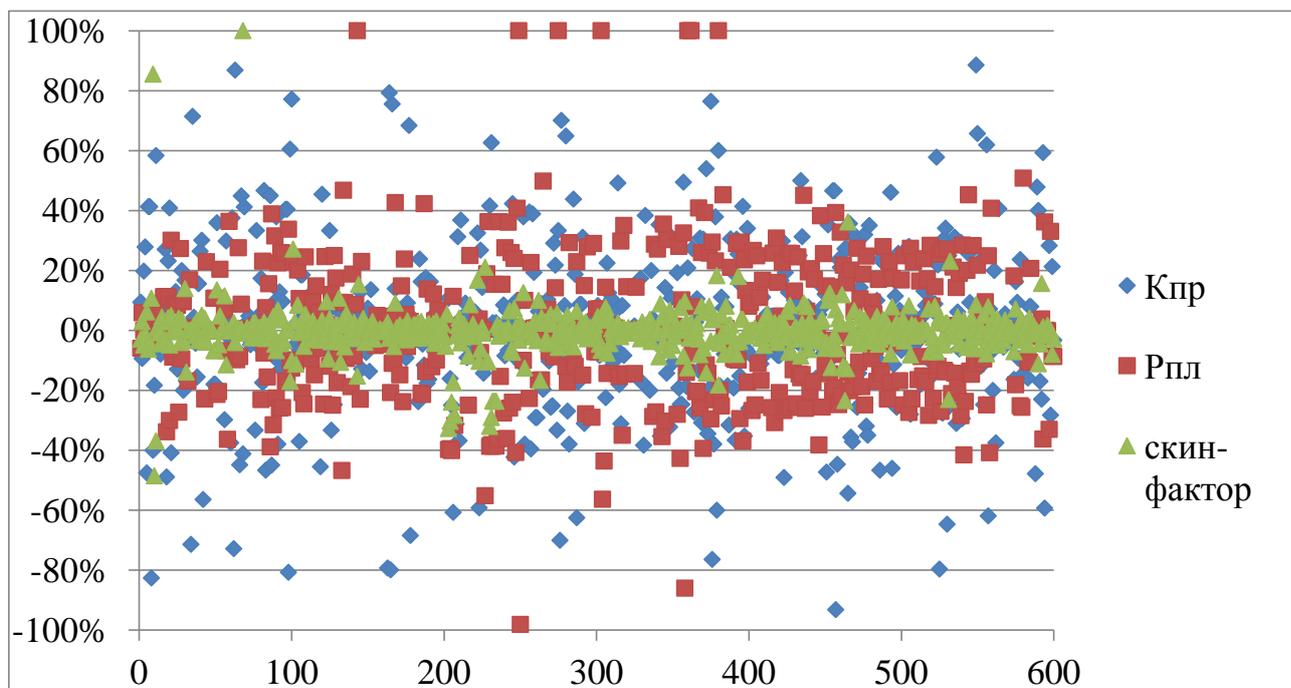


Рисунок 2.2 - Процентное изменение параметров системы скважина-пласт в процессе исследования для одного месторождения

Конкретно для этого месторождения среднее изменение скин-фактора относительно мало, всего 6%, по сравнению с проницаемостью – 21% и пластовым давлением – 16%. Это объясняется тем, что все скважины на этом месторождении обработаны по технологии ГРП, что объясняет примерно схожий скин-фактор во всех скважинах, а изменение невелико по сравнению с абсолютной величиной. Девяносто процентов полученных значений скин-фактора лежат в диапазоне от -4 до -6, однако, при этом дебит скважины меняется в 4 раза. К сожалению, отсутствует подобная статистика для работающей толщины пласта, так как распределенные стационарные датчики, позволяющие измерить профиль притока, на данном месторождении не распространены. В любом случае, невозможно признать какой-то из этих параметров более или менее важным и уж тем более пренебречь его динамикой, поэтому к рассмотрению были приняты они все.

2.2 Контроль изменения совершенства вскрытия пласта

В практике гидродинамических исследований скважин для формализации качества связи скважины с пластом вводится параметр «скин-фактор». Этот параметр показывает, насколько работа реальной скважины отличается от совершенной. Под совершенной подразумевается вертикальная скважина цилиндрической формы не создающая дополнительного сопротивления фильтрации флюида и полностью вскрывающая пласт. Скин-фактор связывает радиус реальной скважины с радиусом совершенной через следующую зависимость:

$$r_{скв} = R_{соверш.} * e^{-S} \dots\dots\dots(2)$$

где $R_{соверш.}$ – радиус совершенной скважины.

Для совершенной скважины скин-фактор равен 0. В том случае если присутствуют какие-то отклонения, скин-фактор меняет свое значение как в большую так и в меньшую сторону.

Из интегрального скин-фактора, обусловленного совокупностью характеристик вскрытия, достаточно условно выделяют геометрический скин-фактор и механический скин-фактор. Фактически, под механическим подразумевается загрязнение призабойной зоны, низкое качество перфорации и другие факторы, способные создать дополнительное фильтрационное сопротивление между скважиной и пластом.

Предполагая ограниченную проводимость призабойной зоны, выражение для скин-фактора можно записать следующим образом:

$$S = \ln\left(\frac{r_s}{r_{скв}}\right) \left[\frac{\varepsilon}{\varepsilon_s} - 1 \right] \dots\dots\dots(3)$$

где r_s – радиус загрязнения, ε – гидропроводность пласта, ε_s – гидропроводность зоны загрязнения.

Геометрический скин-фактор, как ясно из названия, характеризует геометрию вскрытия пласта. Положительное значение соответствует неполному вскрытию, а отрицательный – лучшему по сравнению с вертикальной скважиной. Это и наклонная скважина, и трещина гидроразрыва, и горизонтальная скважина, и скважина с многостадийным ГРП и так далее. Примечательно, что динамика геометрического скин-фактора, в отсутствии геолого-технических мероприятий, чаще всего связана с трещиной ГРП. Изменение механического скин-фактора завит от множества условий, от типа коллектора и флюида, от условий его выработки и др.

В общем случае, по результатам ГДИС, значение скин-фактора определяется методом совмещения, на интервале радиального режима течения, если таковой присутствует. Визуально, на графике двойного логарифмического масштаба рост скин-фактора характеризуется увеличением расстояния от горизонтальной асимптоты радиального режима течения к логарифмической производной до кривой давления на том же временном интервале, как показано на рисунке 2.3.

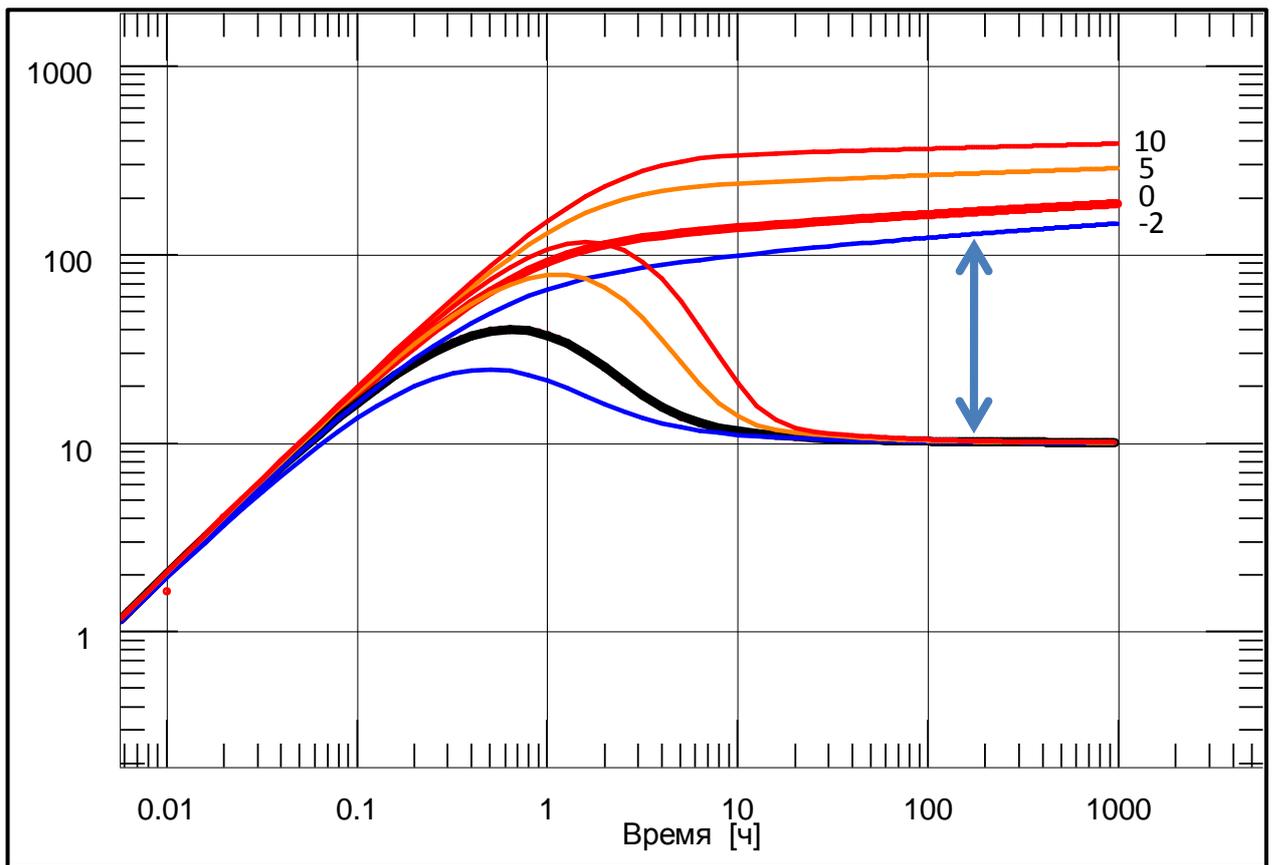


Рисунок 2.3 – Давление и производная давления на графике двойного логарифмического масштаба. Шифр кривых - значение скин-фактора.

В случае ухудшения связи скважины с пластом, при традиционных ГДИС, основанных на разовых замерах, наблюдается четкое соответствующее изменение скин-фактора на диагностических графиках от исследования к исследованию. При мониторинге стационарными датчиками наблюдается не дискретное, а постепенное ухудшение, которое диагностировать уже не так просто.

В условиях длительного мониторинга, радиус дренирования достигает соседних скважин и удаленных неоднородностей пласта, что в свою очередь находит отражение на поведении давления. Наступают случаи, когда различные события проявляют себя одинаково на записанной кривой и уже невозможно различить их лишь по одному циклу исследования.

Одни и те же результаты исследования могут быть одинаково успешно проинтерпретированы, как в рамках модели постоянного, так и равномерно увеличивающегося во времени скин-фактора. Все зависит от того, какие параметры резервуара будут выбраны.

Данную проблему отражает рисунок 2.4, где приведены два варианта интерпретации одной и той же кривой изменения давления во времени (Р). Пласт проницаемостью 1.9 мД вскрыт трещиной гидроразрыва с полудлиной около 35м. Первый вариант интерпретации выполнен в предположении о стабильности величины скин-фактора во времени и ограниченной

залежи (640x680м), второй – о его равномерном росте в процессе исследований от 0 до +2 и бесконечной залежи.

И в том и в другом случае удалось получить качественное совмещение измеренных и рассчитанных кривых давления и дебита. Кривые с индексами $R_{ПЛ1}$ и $R_{ПЛ2}$ отражают изменение во времени среднего пластового давления для рассмотренных случаев.

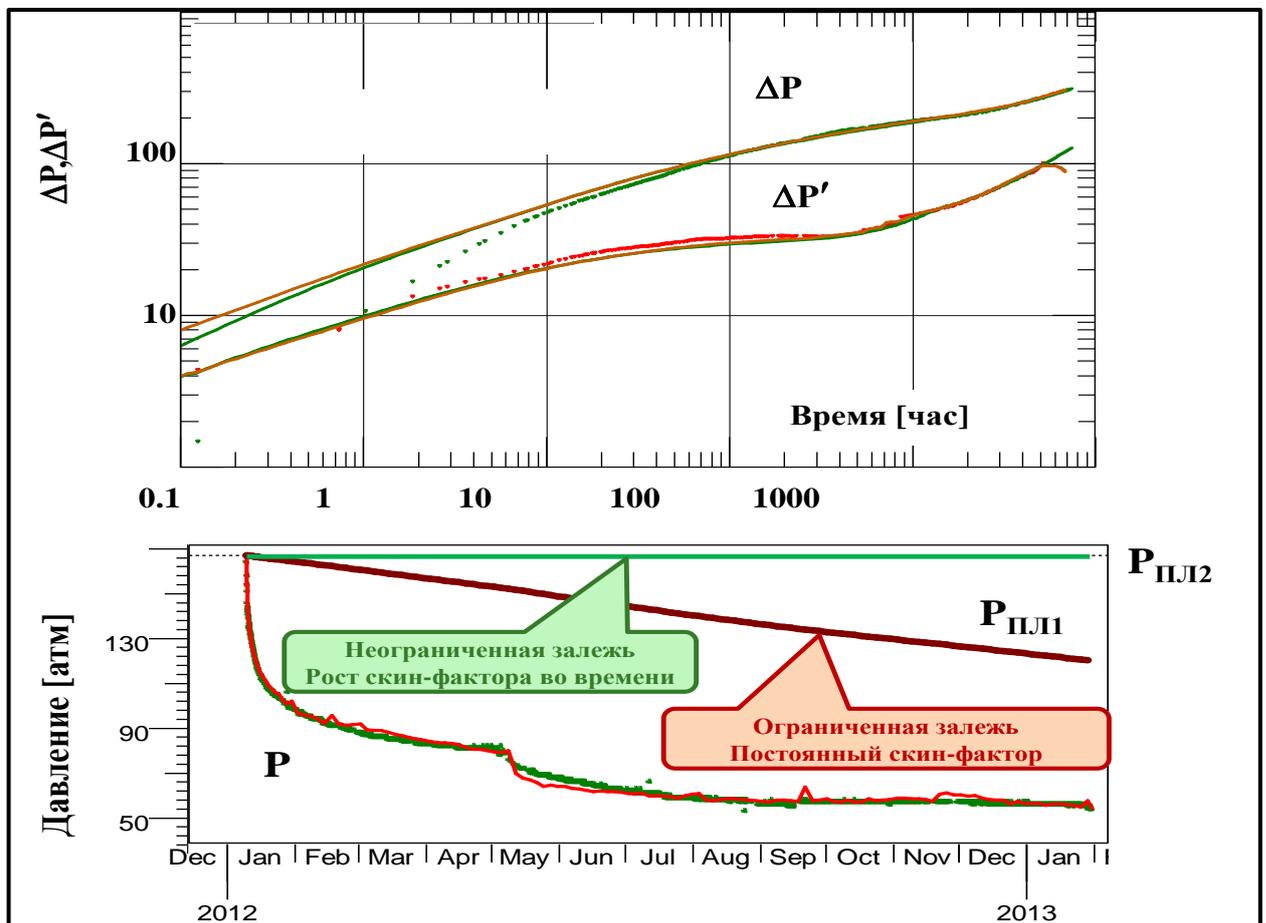


Рисунок 2.4 – Сверху – график log-log масштаба, снизу – кривая забойного давления и среднего пластового давления. Сопоставление двух вариантов интерпретации, в предположении об ограниченной залежи (коричневая кривая) и о росте скин-фактора (зеленая кривая).

Эта проблема не нова и уже были предложены возможные пути решения. Один из них, а именно методика устранения неоднозначности рассмотрена в работе [5]. Автором предлагается комплексирование цикла запуска (запись кривой стабилизации давления – КСД) и цикла кратковременной остановки (кривая восстановления давления – КВД). Основная идея методики состоит в раздельной интерпретации циклов КСД и КВД.

По КСД оценивается начальный скин-фактор и проницаемость пласта. Интерпретация КВД проводится с учетом оцененной в цикле КСД проницаемости (с учетом поправки в связи с возможным изменением насыщенности пласта). Важно, что в этом случае для оценки текущего

значения скин-фактора нет необходимости в длительной остановке скважины с выходом на радиальный режим фильтрации.

В отличие от единого длительного цикла КСД, исследование КСД+КВД позволяет уже на визуальном уровне различить влияние изменяющегося скин-фактора и снижение пластового давления. Рисунок 2.5а соответствует ситуации, когда в циклах КСД и КВД скин-фактор один и тот же. В этом случае циклам КСД и КВД соответствует одинаковое поведение кривых давления в двойном логарифмическом масштабе.

В варианте, представленном на рисунке 2.5б, скин-фактор в цикле КВУ больше, чем при КВД. В этом случае кривые производной для циклов КВД и КСД имеют единую горизонтальную асимптоту радиального режима для производной давления, но кривая давления смещается вверх по оси ординат.

Несмотря на эффективность и простоту циклической технологии «КСД+КВД», у нее есть вполне очевидный недостаток – необходимость остановки скважины. Как известно, это и потери добычи за время простоя, и потенциальные осложнения при остановке и запуске, и возможность изменения пластового давления за время остановки.

Важно отметить, что для решения задачи нет необходимости дожидаться выхода на радиальный режим течения в цикле КВУ. Достаточно чтобы прекратилось превалирующее влияние послепритока и на log-log графике появились существенные различия между кривыми давления и логарифмической производной. Нетрудно заметить, что эти различия проявятся тем раньше, чем меньше коэффициент послепритока и больше проницаемость пласта.

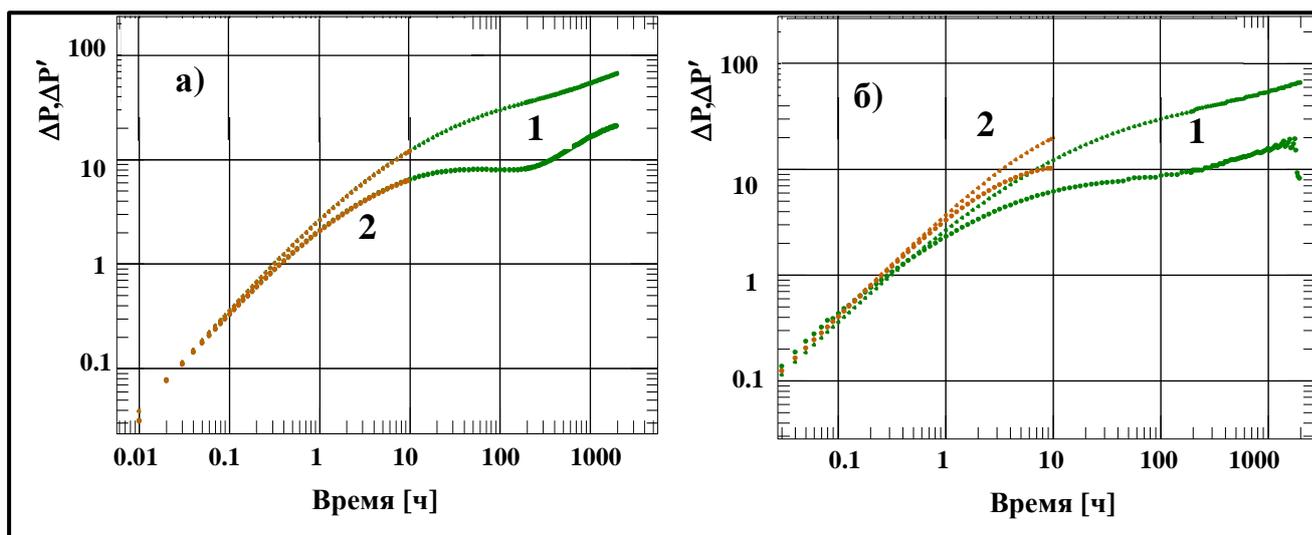


Рисунок 2.5 - Сопоставление двух вариантов интерпретации, в предположении об ограниченной залежи (а) и о росте скин-фактора (б) 1, 2 - log-log диагностика для циклов КСД и КВД.

Автором настоящей работы было предположено, что устранить отмеченную неоднозначность можно и без остановки скважины. Достаточно провести измерения давления на забое при смене режима ее работы (например, при плановых работах по оптимизации депрессии на пласт, смене ЭЦН и пр.).

Сама идея подобного подхода не нова [84]. Его суть заключается в том, что результаты измерений при существенном изменении режима работы скважины (повышении или снижении расхода) даже в отсутствии полной информации о предыстории работы скважины можно проинтерпретировать как стандартное гидродинамическое исследование (КСД). Для этого только нужно учесть фоновое давление, связанное с предысторией.

Основное ограничение этой идеи заключается в том, что фоновое давление меняется во времени. Поэтому, перед сменой режима давление должно стабилизироваться или хотя бы выйти на устойчивый тренд, чтобы была возможность прогноза его будущего падения.

В качестве примера такого случая можно привести исследование КСД при запуске скважины с дебитом Q_1 , в котором присутствует неопределенность с начальным участком замера, а значит и с текущим пластовым давлением (интервал I на рисунке 2.6а). При стандартной интерпретации таких данных неизбежно возникают ошибки и существенные неточности, в основном, в определении скин-фактора.

Если в процессе КСД с неоднозначным запусковым давлением присутствует участок с повышенными отборами Q_2 (интервал III на рисунке 2.6а), то он может быть проинтерпретирован как традиционный цикл КСД. Для этого значения давления и дебита цикла вторичного КСД должны быть скорректированы с учетом предшествующего цикла. Из значения дебита вычитается осредненный дебит предшествующего цикла $\Delta Q = Q_2 - Q_1$, а из значений давления вычитается прогнозное снижение давления, которое имело бы место, если бы отсутствовал участок повышенных отборов $\Delta P = P_{\text{изм}} - P_{\text{прогноз}}$ (рисунок 2.6в). При этом в качестве начального давления для интерпретации используется давление на начало вторичной КСД - $P'_{\text{нач}}$.

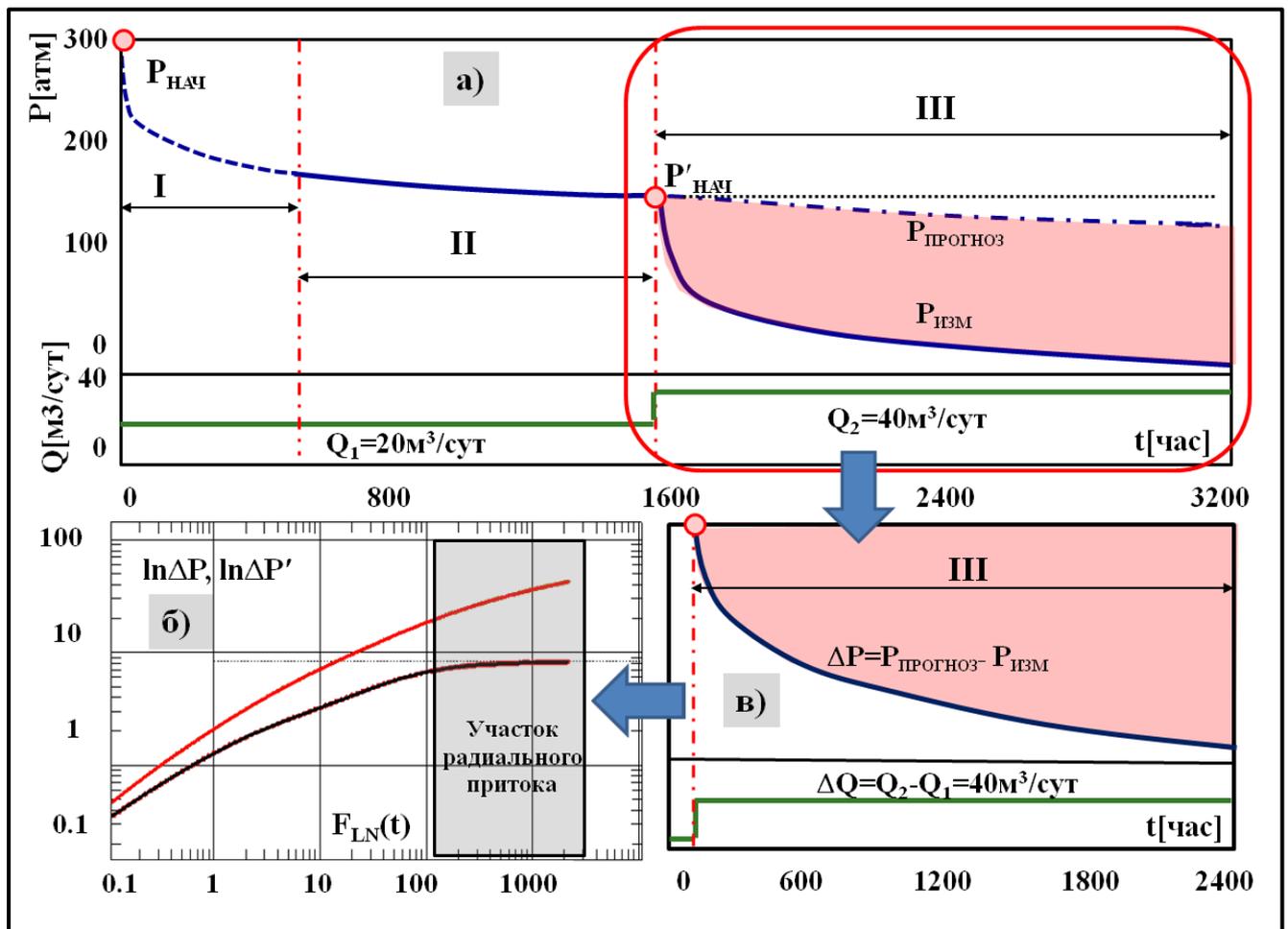


Рисунок 2.6 - Схема интерпретации результатов ГДИС в цикле изменения дебита
 а) исходные кривые давления P и расхода Q . б) $\log\text{-}\log$ диагностика цикла изменения дебита (III), в) преобразованные давление и расход в цикле изменения дебита (III).

Таким образом, для устранения неоднозначности изменения скин-фактора и пластового давления, выполнив описанное преобразование забойного давления и дебита, удастся полностью заменить остановку скважины на цикл смены режима работы аналогичной продолжительности. Это позволяет сократить потери добычи нефти за время простоя и снизить аварийность выполняемых на скважине операций.

Другим типичным примером изменения скин-фактора выступает нагнетательная скважина с забойным давлением выше давления разрыва пласта. При превышении этого давления в пласте образуется так называемая трещина авто-ГРП, которая не закреплена пропантом, отчего размеры ее зависят от интенсивности нагнетания и забойного давления. На рисунке 2.7 представлен пример ПГИ, выполненного с интервалом в один год, в одной и той же нагнетательной скважине. Если в 2007-2008 годах нижние пропластки принимали относительно слабо перетоком по заколонному пространству, то к 2011 году выросшая трещина полностью объединила все интервалы, что подтверждается замерами в динамике и статике.

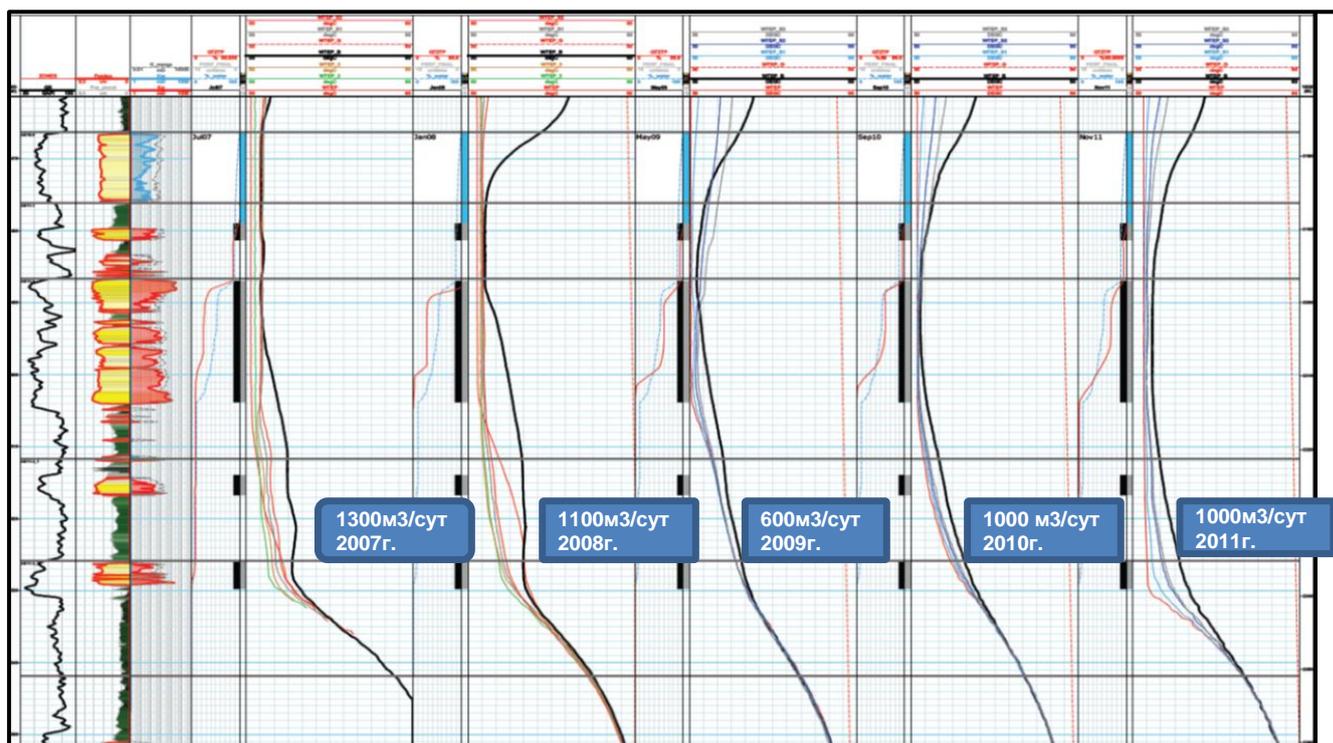


Рисунок 2.7 - Динамика кривых ППИ во времени с изменением интенсивности нагнетания.

Жирные черные кривые – термограммы при остановке с шагом в год.

Такое поведение трещины авто-ГРП носит двойственный характер. С одной стороны в результате роста трещины возможно незапланированное подключение нижележащих и вышележащих интервалов, с их вероятным обводнением, что крайне нежелательно. Более того не учитывая такое приращение во время интерпретации мы совершаем ошибку в определении фильтрационных свойств и проницаемости. Пример того как разная интенсивность закачки влияет на результаты ГДИС приведен на рисунке 2.8.

Исследование было выполнено по технологии КПД-ИД, где расход последовательно повышался в следующем порядке 195-383-520 м³/сут. Совмещение выполнялось по всему исследованию и показало следующее. Скин-фактор на 1,2,3,4 циклах отличается. Он был соответственно равен -4.7, -0.5, -3.2, -4.2. После первого цикла остановки скважины трещина сомкнулась, а позднее при возобновлении закачки раскрылась повторно.

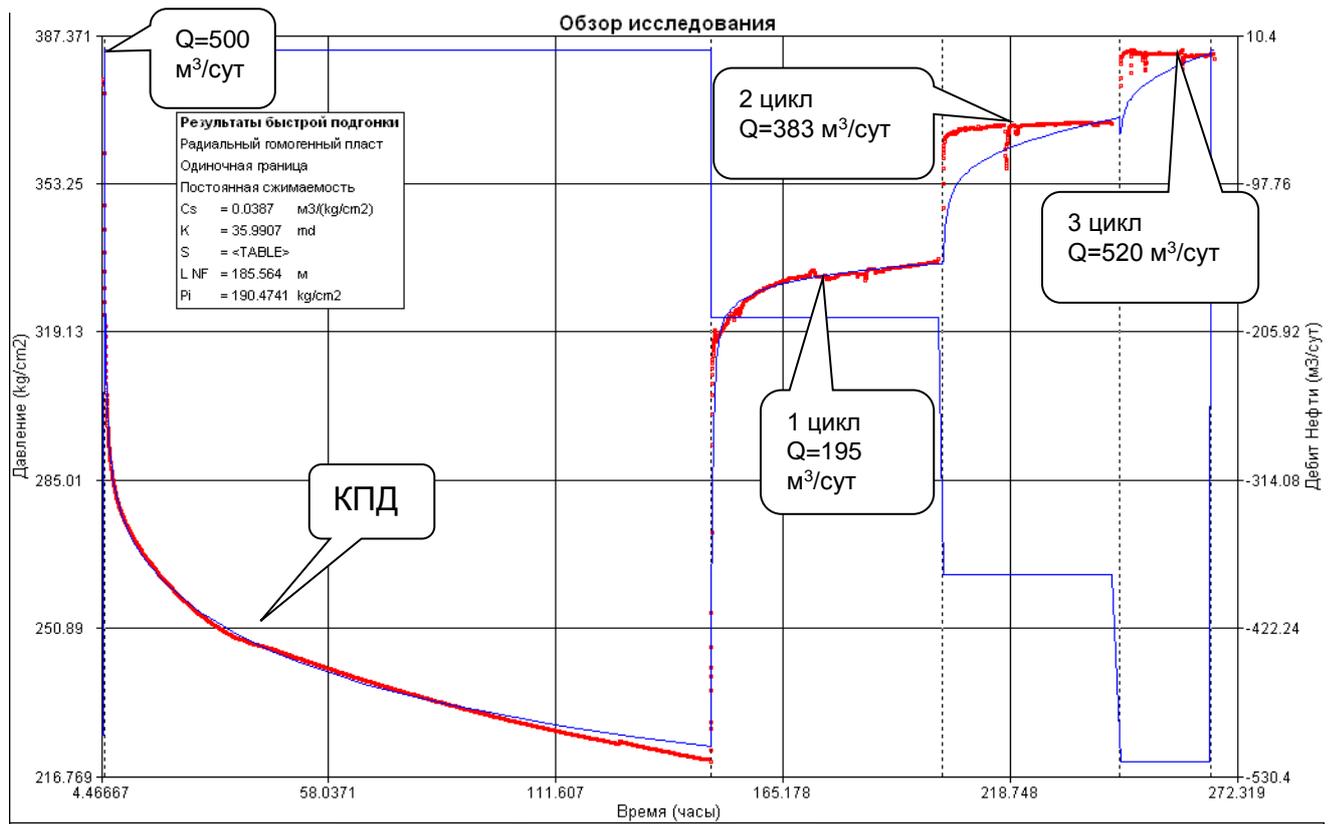


Рисунок 2.8 - Обзорный график исследования с выполненным совмещением

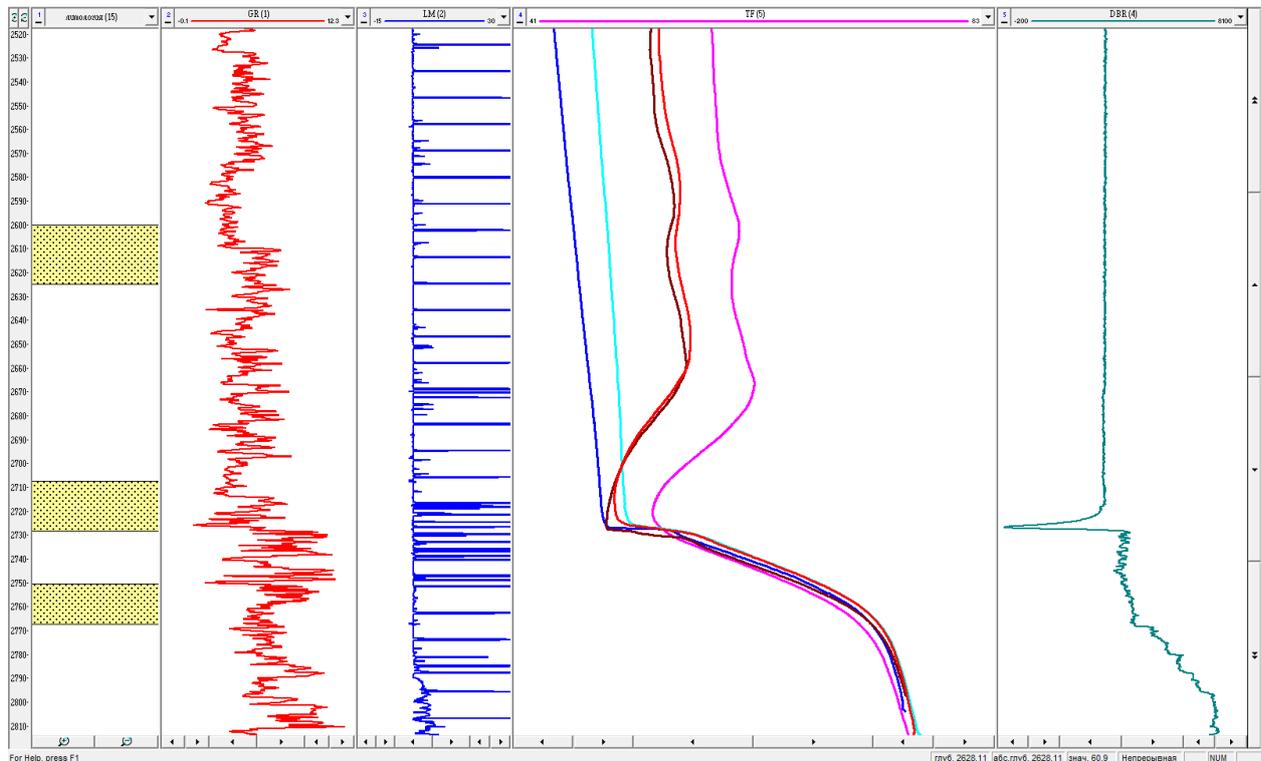


Рисунок 2.9 - Планишет ПГИ в скважине с динамичной трещиной авто-ГРП

Проведенный комплекс ПГИ в данной скважине, в частности термометрия, показывает наличие перетока вниз (рисунок 2.9). Это позволяет предположить рост трещины вниз, которая объединяет оба пласта. В данном случае рост трещины носит негативный характер, так как не

все закачка идет в запланированный интервал, частично обводняя нижележащий пласт, причем на качественном уровне интенсивность перетока оценивается достаточно высоко.

С другой стороны, в ряде случаев, когда рост трещины не приобщает соседние интервалы, до некоторого предела он допустим и желателен, так как иначе невозможно произвести закачку в низкопроницаемый пласт в необходимых объемах. При этом понятно, что неконтролируемый рост трещины опасен с точки зрения обводнения соседних добывающих скважин.

2.3 Долговременный мониторинг фильтрационных свойств

Диагностика фильтрационных свойств является крайне ценным и отчасти уникальным результатом применения технологий ГДИС. Лабораторные исследования керн совместно с методами ГИС также позволяют оценивать проницаемость горной породы. Однако достоверное определение проницаемости и дальнейшее масштабирование петрофизических зависимостей на реальные условия пласта является серьезной научной задачей, решение которой, зачастую, ограничено множеством факторов.

Достоинствами определения фильтрационных свойств методами ГДИС является изучение фильтрации флюида в пластовых условиях одновременно по всей толщине пласта в текущий момент времени. Глубинность таких методов значительно больше. Керновые исследования отражают свойства пласта в непосредственной близости от скважины и всегда остается вопрос представительности керна, в том числе и при его неполном выносе. Что касается методов ГИС, то среди них максимальной глубинностью обладает метод каротажа сопротивлений, где наибольший зонд захватывает пласт в радиусе около 8 метров. Глубинность ГДИС зависит от длительности исследования и может составлять более километра.

Ряд объектов исследований с повышенной неоднородностью или с существенной трещиноватостью обуславливает высокую неоднозначность, полученных по керну и ГИС зависимостей проницаемости и пористости. Информативные особенности методов ГДИС, ГИС и керновых исследований для оценки проницаемости представлены в таблице 1

Тем не менее, в том случае если имеется надежная петрофизическая связь пористости и проницаемости, комплексирование фильтрационных характеристик полученных по ГДИС и ГИС открывает возможности уточнения ГДИС и получения дополнительных данных.

Таблица 1 - Сравнение информативных возможностей ГИС, ГДИС и исследований керна

	Керн	ГИС	ГДИС
Достоверность	Наибольшая	Оценка на качественном уровне изменения проницаемости по глубине (косвенный метод)	Высокая
Глубинность	Непосредственная близость от скважины	Соответствует глубинности методов ГИС (первые метры)	Глубинность зависит от продолжительности замера (от десятков до тысяч метров)
Определяемый параметр	Проницаемость абсолютная, фазовая	Зависит от вида связи керн-ГИС	Текущая фазовая проницаемость (определяется составом притока)
Осложняющие факторы	Изменение свойств образца при выносе на поверхность и при дальнейшей обработке, неполный вынос керна при наличии естественных трещин	Ограниченный комплекс, существенные деформации стенок скважины, слабая зависимость проницаемости и пористости	Низкая разрешающая способность метода по глубине – определяется характеристика пласта интегральная по толщине, межпластовые перетоки.

На практике ухудшенное состояние цементного кольца скважины или проведенный ГРП часто становится причиной межпластового перетока, из-за чего происходит увеличение работающей толщины пласта. В этом случае, проводя интерпретацию исследования ГДИ, не учитывая заколонный переток, определяется завышенная гидропроводность (проницаемость) пласта.

В таком случае комплексирование ГИС и ГДИС позволяет повысить достоверность результатов исследования. Когда в одной из скважин методы ГДИС показывают завышенную

проницаемость относительно окружающих скважин, при условии что ГИС демонстрируют однородный разрез и хорошо выдержанный пласт, можно предположить межпластовые переток. Именно такой случай имел место со скважиной №5410, представленной на рисунке 2.10, где ГДИС показало завышенную относительно окружающих скважин проницаемость (20 мД против 8мД).

Безусловно, каротажные кривые на данном планшете имеют отличия, но однородность пласта в целом и относительно небольшая разница в количественной оценке проницаемости по ГИС позволили усомниться в корректности полученных по ГДИС результатов и предположить переток из нижележащего водонасыщенного пласта.

Дополнительно, гидродинамическое исследование скважины 5416, показанное на рисунке 2.11 показало присутствие большого скин-фактора (+3,6 против +1,3), что также обусловлено дополнительным сопротивлением фильтрации флюида сквозь заколонное пространство.

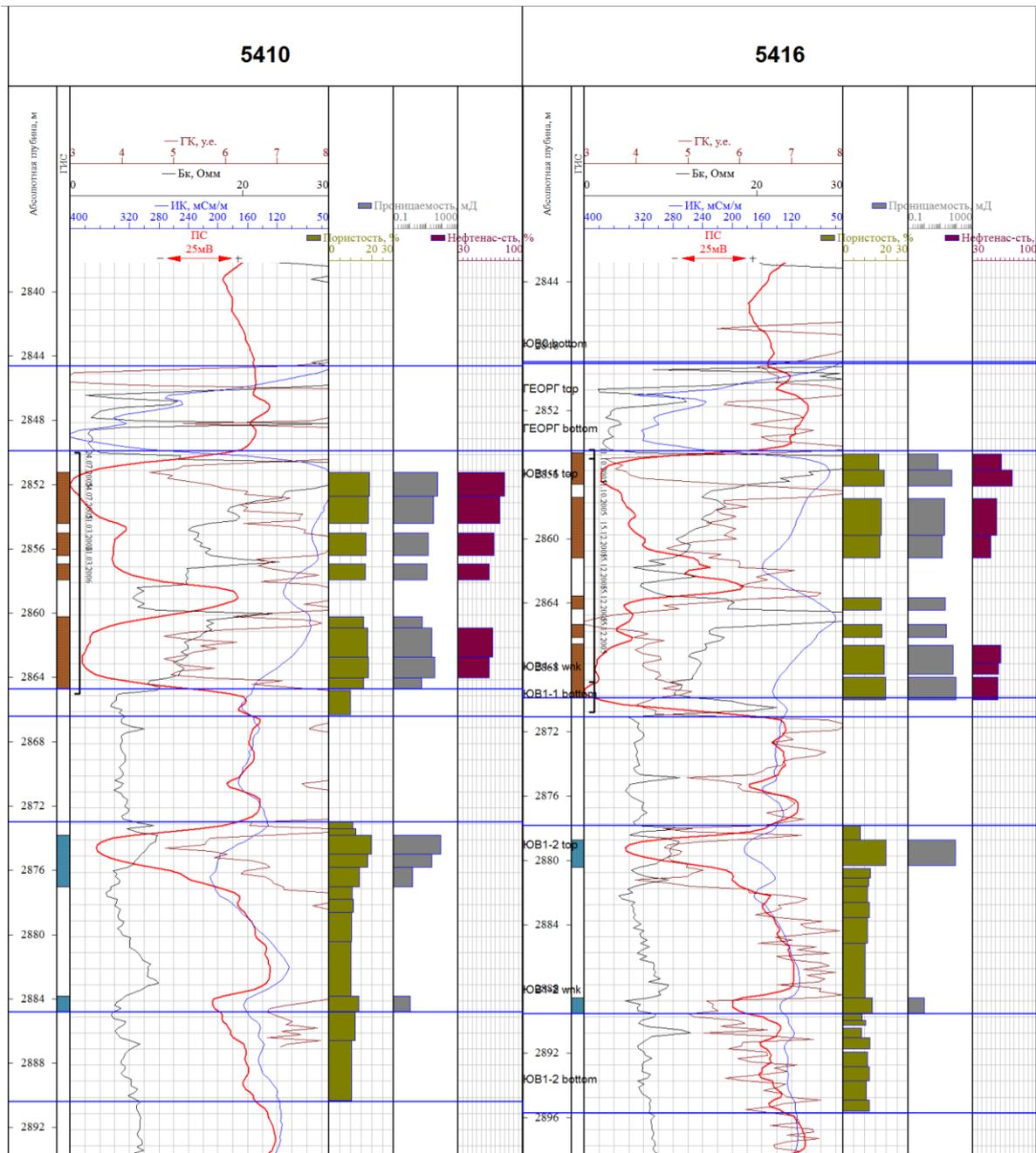


Рисунок 2.10 - Сопоставление кривых ГИС по соседним скважинам.

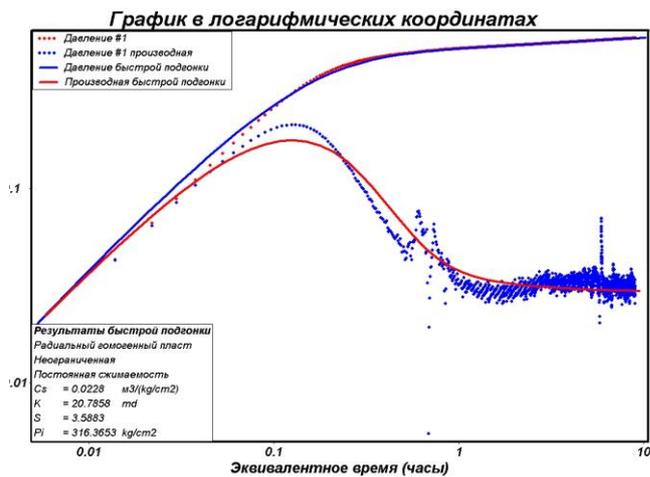


График Log-Log анализа цикла КВД.

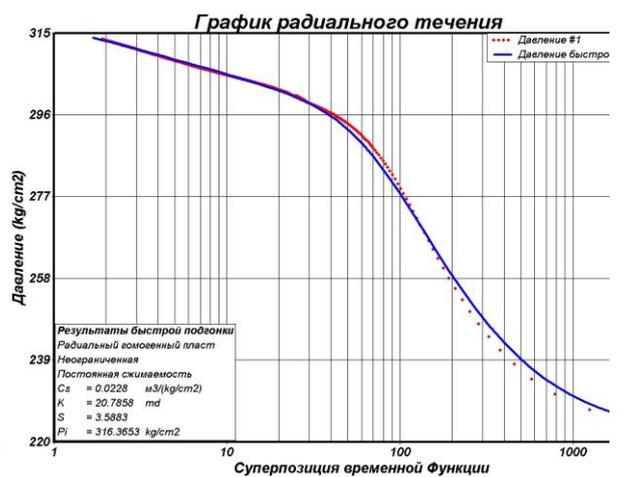


График анализа методом Хорнера.

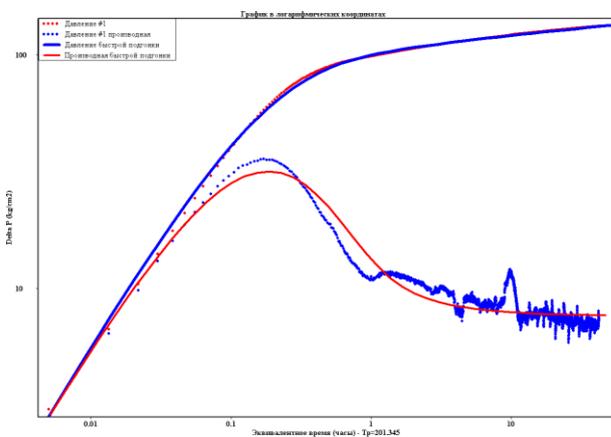


График Log-Log анализа цикла КВД.

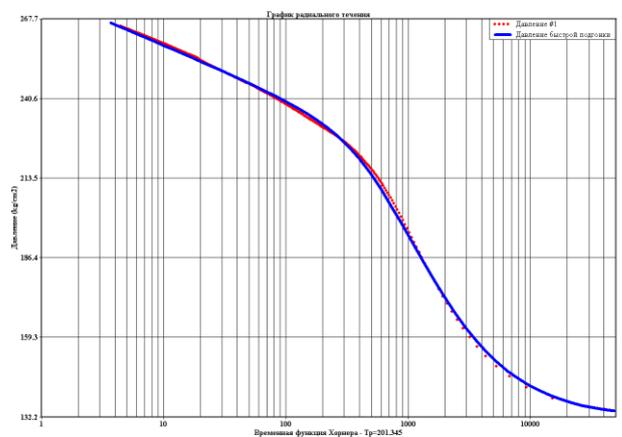


График анализа методом Хорнера

Рисунок 2.11 - Анализ ГДИ по двум скважинам. Сверху – скв. №5410, снизу скв. №5416.

Аналогичная ошибка при определении фильтрационных свойств часто возникает при исследовании нагнетательных скважин. Как уже было отмечено выше, при интенсивной закачке образуется трещина авто-ГРП, объединяющая несколько интервалов. Аспект изменения скин-фактора уже был рассмотрен, но с точки зрения определения фильтрационных свойств приобщение новых интервалов создает новую неопределенность. Изменяется работающая толщина пласта, а значит, меняется и гидропроводность, определяемая по ГДИС. Таким образом, для обоснованной интерпретации исследований нагнетательных скважин необходимо расширять комплекс мониторинга за счет разновременных ПГИ. На рисунке 2.12 представлены замеры ПГИ с интервалом в 3 месяца, показывающие рост трещины, увеличивающий работающую толщину пласта. В результате обработки ПГИ, для интерпретации исследования до 09.2003г. использовалась работающая толщина 10м, а в декабре 2003г. уже 15 метров.

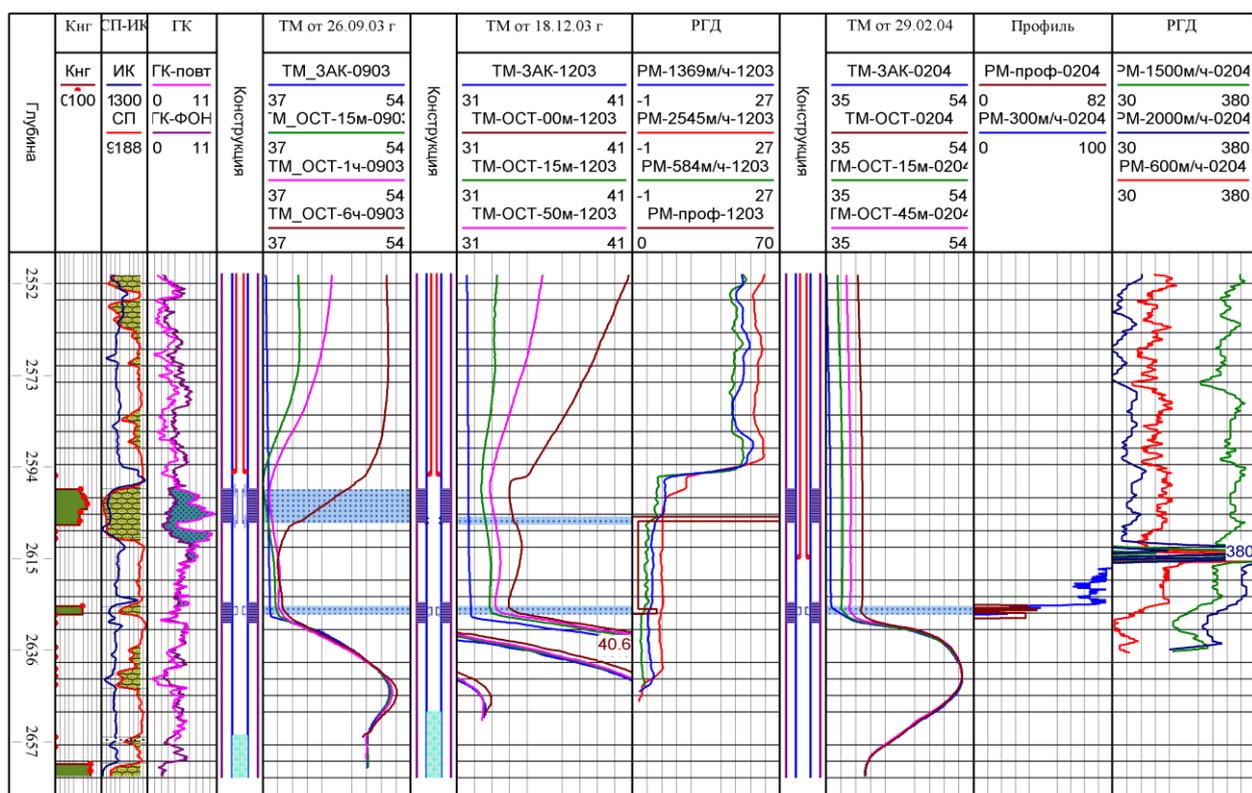


Рисунок 2.12 - Разновременное ПГИ с интервалом замеров в 3 месяца.

Изменение геометрии порового пространства и фильтрационных свойств при изменении пластового давления является достаточно наукоемким вопросом, изучение которого требует привлечения элементов геомеханики, однако, такие изменения не находят существенного отражения на результатах длительного мониторинга, особенно в условиях низких коллекторских свойств. Банальное изменение состава фильтрующегося флюида при обводнении оказывает существенно большее влияние.

В рамках интерпретации гидродинамических исследований скважин используются известные теоретические подходы для учета состава флюида [2]; [50].

При необходимости получить более простую оперативную оценку давления при стабильном однофазном притоке используются достаточно грубые приближения. Все они основаны на сходных предпосылках [130].

Пластовый флюид рассматривается, как однофазная смесь со свойствами, близкими к жидкости. Наличие газа допускается, но влияние этой фазы не должно преобладать. Воздействие капиллярных сил не учитывается, считается, что все компоненты смеси в каждой точке характеризуются единым давлением и физическими свойствами. Насыщенность пласта, а также значения фазовых проницаемостей не зависят от времени.

Суммарная скорость фильтрации смеси принимается равной сумме скоростей фильтрации компонент:

$$w_{\Sigma} = w_n + w_g + w_z = - \left[\frac{k_{\phi n}}{\mu_n} + \frac{k_{\phi g}}{\mu_g} + \frac{k_{\phi z}}{\mu_z} \right] gradP \dots\dots\dots(4)$$

где w – скорость фильтрации, $k_{\phi n, \phi g, \phi z}$ – соответственно фазовая проницаемость для нефти, воды и газа.

Это позволяет ввести постоянную интегральную подвижность смеси, рассчитываемую, как сумма подвижностей компонент:

$$w_{\Sigma} = \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} gradP; \quad \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} = \frac{k_{\phi n}}{\mu_n} + \frac{k_{\phi g}}{\mu_g} + \frac{k_{\phi z}}{\mu_z} \dots\dots\dots(5)$$

Таким образом, по аналогии с законом Дарси можно связать между собой градиент давления в пласте и интегральную подвижность. Чтобы подобная связь стала полезной с точки зрения интерпретации ГДИС, должна быть установлена связь параметра $(k/\mu)_{\Sigma}$ от фильтрационных свойств пласта, ответственных за многофазную фильтрацию.

Наиболее прост и широко применяется в практике интерпретации ГДИС способ увязки интегральной подвижности и фазовых проницаемостей пласта, который носит название «метод Перрина» [130]. Этот метод основан на допущении, что подвижность каждой из совместно фильтрующихся в пласте компонент пропорциональна доле компоненты в суммарном объемном расходе. То есть подвижность каждой фазы связана с суммарной подвижностью соотношениями:

$$\frac{k_n}{\mu_n} = \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} \frac{Q_n}{Q_{\Sigma}}; \quad \frac{k_g}{\mu_g} = \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} \frac{Q_g}{Q_{\Sigma}}; \quad \frac{k_z}{\mu_z} = \left(\frac{k}{\mu} \right)_{\Sigma} \frac{Q_z}{Q_{\Sigma}} \dots\dots\dots(6)$$

Таким образом, по суммарной подвижности, определяемой по ГДИС для смеси в целом оценивается подвижности и фазовые проницаемости для отдельных компонент в отсутствие данных от относительных фазовых проницаемостей. Допущения, лежащие в основе данного метода, являются очень грубыми и его точность невелика.

Для иллюстрации примера влияния состава притока на фильтрационные свойства рассмотрим следующий пример из практики. Скважина находилась в работе более двух лет, при этом доля воды в добываемой продукции со временем изменялась. Графики отражающие историю работы скважины приведены на рисунке 2.13. В процессе работы, были успешно записаны два отдельных цикла ГДИ (запуск-КСД) с промежутком времени около года. Кривая КСД1 была записана после остановки для смены насоса, а кривая КСД2 была записана после

приведения на скважине гидравлического разрыва пласта. При этом при первом КСД (КСД1) обводненность составляла 15% а при втором 80%. В данном конкретном примере увеличение содержания воды связано с приходом фронта заводнения от нагнетательных скважин, что было определено анализом проб воды.

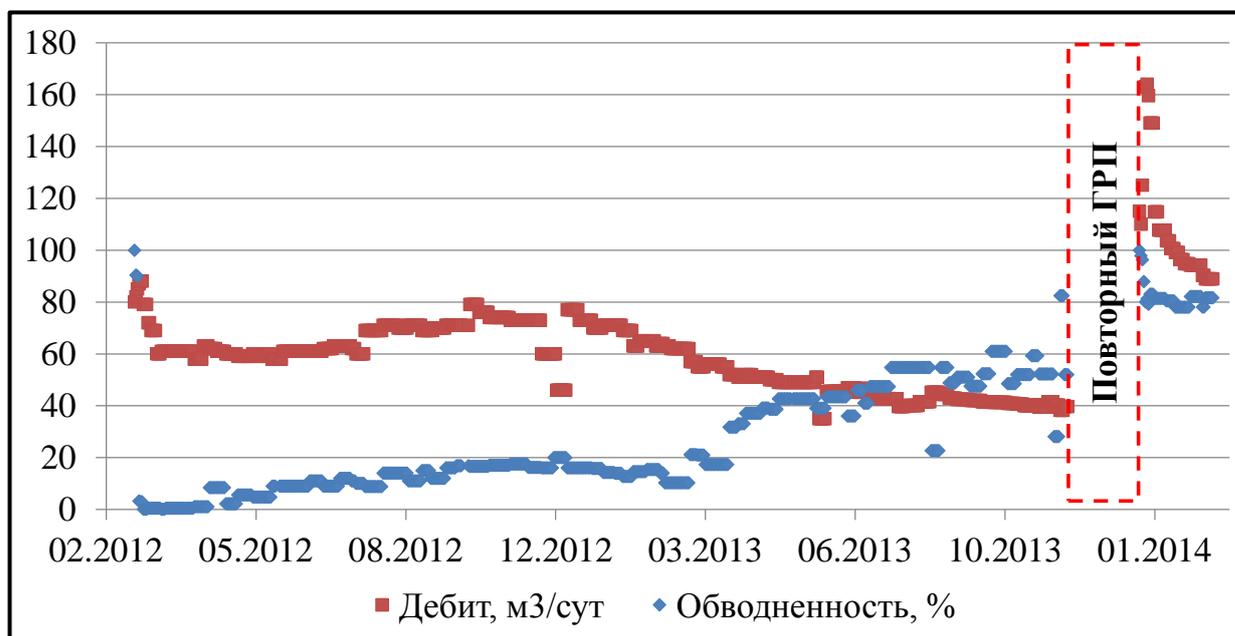


Рисунок 2.13 - График истории работы скважины. Дебит, обводненность.

Разница в составе поступающего из пласта флюида естественно оказывает влияние на диагностические графики ГДИС. Рассмотрим сопоставление производных давления в двойном логарифмическом масштабе для двух исследований, представленное на рисунке 2.14. Здесь проявляются сразу два эффекта. Во-первых, как было уже отмечено ранее, имеет место снижение скин-фактора за счет проведения ГРП. Во-вторых, изменилось положение горизонтальной асимптоты к радиальному режиму течения.

Так как в рамках интерпретации гидропроводность определяется методом совмещения, на основе проведенных асимптот, то в результате обработки КСД1 и КСД2 получаются различные фильтрационные характеристики пласта. В первом случае гидропроводность составила 84 мД*м/сПз, а во втором - 26 мД*м/сПз.

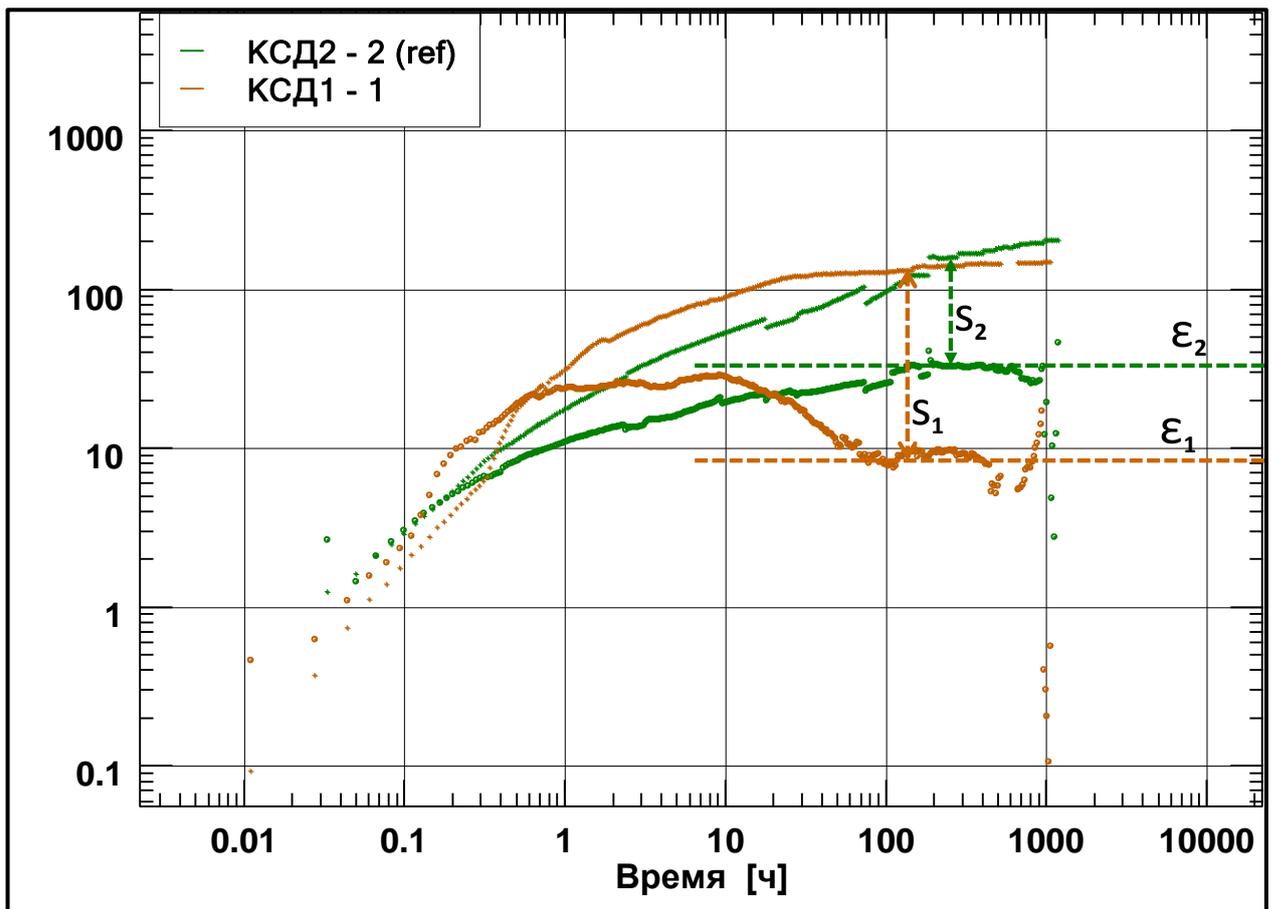


Рисунок 2.14 Сопоставление двух циклов ГДИС в двойном логарифмическом масштабе.

Принимая предположение о том, что эффективная мощность в результате ГРП не изменилась, выделяем из гидропроводности значение проницаемости. Теоретически, в том случае, если в нашем распоряжении присутствуют диаграммы ОФП можно выполнить их сопоставление с результатами ГДИС для взаимной проверки.

Описанная в разделе 2.2 методика «вторичного» КСД, находит свое применение также и при определении фильтрационных свойств. На практике зачастую встречаются ошибки записи и случаи потери данных в самом начале исследования при запуске скважины, что сразу переводит такое исследование в разряд неинформативных (брака).

Не смотря на это, записанная часть данных может стать основой для будущего «вторичного» исследования без остановки скважины. Пример одного из таких исследований с частично утерянной записью приведен на рисунке 2.15.

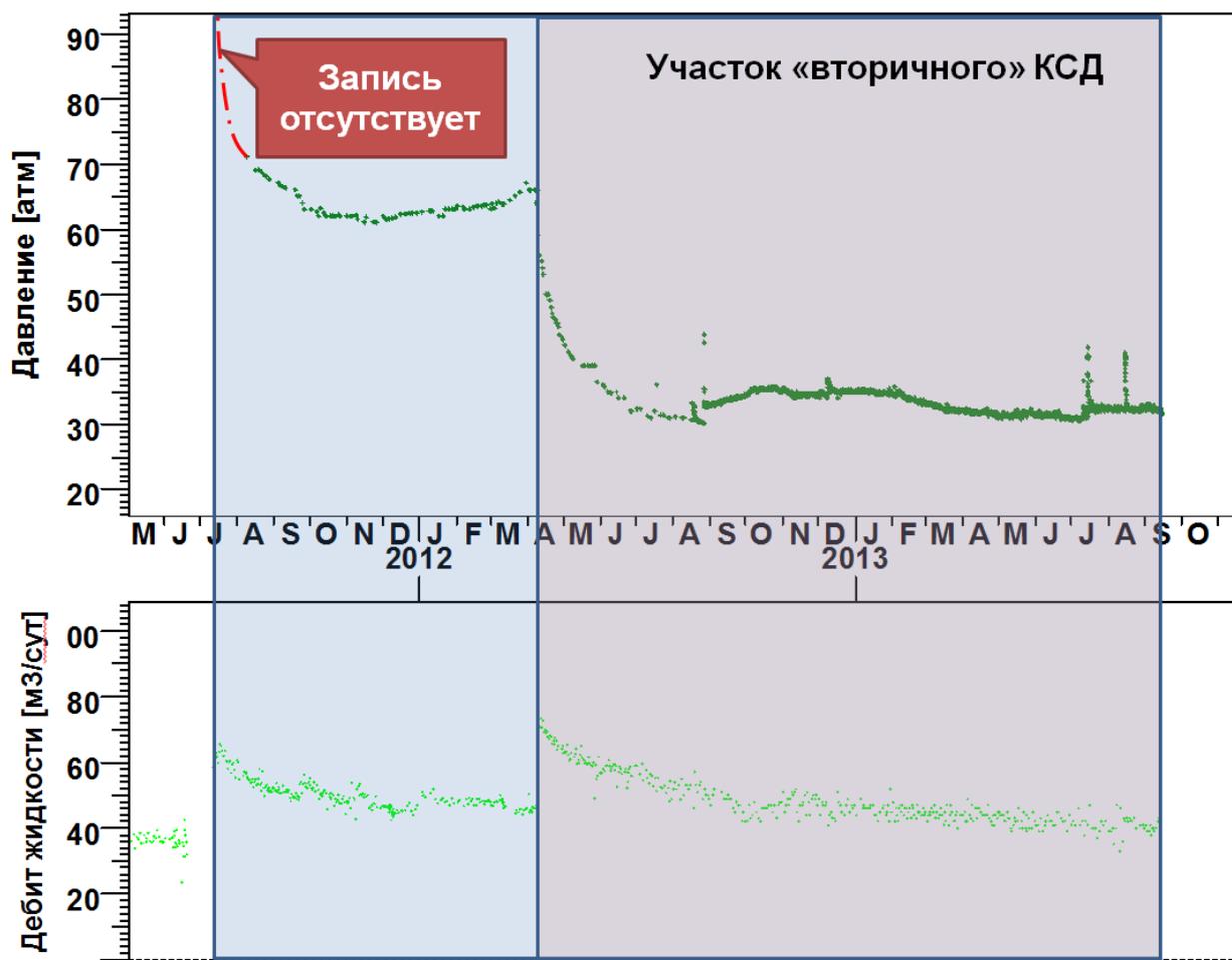


Рисунок 2.15 - Применение «вторичного» КСД при частичном отсутствии замера забойного давления во время длительного мониторинга.

Из-за ошибки оператора произошла перезапись данных на станции, в результате чего начальный, самый важный участок КСД был утерян. Без специальной программы исследования была оперативно выполнена замена ЭЦН на более мощный (около 20 часов на спуск-подъем), что привело к снижению забойного давления и увеличению дебита. Остановка 20 часов, потребовавшаяся для замены ЭЦН, совершенно недостаточна для определения фильтрационных свойств пласта (достаточно низких) и скин-фактора по КВД, однако произошедшая смена режима работы скважины позволила применить методику «вторичного КСД» и определить текущие значения проницаемости и скин-фактора с достаточной точностью.

Впоследствии, аналогичные исследования были выполнены целенаправленно в основном, за счет существенного увеличения или снижения частоты вращения ЭЦН, что позволило дать необходимые заключения по скважинам с частично бракованными или отсутствующими замерами.

2.4 Контроль динамики энергетики пласта

Энергетическое состояние пласта является одним из важнейших факторов, определяющих текущее состояние, эффективность и перспективы разработки месторождения. Основной характеристикой энергетического состояния является текущее пластовое давление. Его правильная и обоснованная оценка необходима для мониторинга и прогнозирования показателей разработки.

Следует сказать о некоторой условности введения этого параметра. Строго говоря, реальный физический смысл имеет лишь непрерывный массив значений давления по простиранию пласта и времени. Но подобная информация, даже если бы она могла бы быть получена, вряд ли будет удобна для практического использования.

Поэтому под термином «текущее пластовое давление» объединяют существенно отличающиеся по условиям и способу получения осредненные характеристики текущего энергетического состояния пласта. Анализируя подобные данные, всегда следует иметь в виду, каким способом и при каких допущениях они были получены.

Первоначально, понятие «пластовое давление» было введено для упрощенного идеализированного случая однородного неограниченного по простиранию пласта [103].

Достаточно логичными и непротиворечивыми являются представления о среднем пластовом давлении при дренировании скважиной литологически или тектонически ограниченной залежи [84].

Однако при переходе к сложным многоскважинным системам, вопрос об оценке пластового давления уже не представляется столь простым. В малопроницаемых коллекторах поле давления отличается высокой неоднородностью, а тесные сетки скважин обуславливают раннее взаимовлияние.

Обширный и разнообразный инструментарий для определения этого параметра дают гидродинамические исследования скважин (ГДИС). На сегодняшний день ГДИС обладает достаточно большим набором технологий и методик. Наиболее сложные методы предполагают анализ динамики давления и дебита для самых разнообразных конфигураций пласта и схем расположения скважин [27].

Вопрос о грамотном применении ГДИС при оценке пластового давления не так очевиден, как может показаться на первый взгляд. Казалось бы, достаточно обеспечить остановку скважины необходимой длительности, и вопрос определения в ней пластового давления можно было бы считать решенным. Но такой подход правомерен только при исследовании одиночной скважины в отсутствие влияния соседей, но и то лишь в случае, если нет необходимости учитывать воздействия этой скважины на текущую энергетику пласта. При разработке же залежи системой скважин уже не обойтись без четкого обоснования, какой параметр мы используем для оценки энергетики пласта, какую технологию измерения использовать и как обрабатывать полученные данные.

Рассмотрим способы определения текущего пластового давления от более простых моделей к более сложным, как они и появлялись исторически. С самого начала, оговоримся, что во всех случаях скважина-пъезометр дает объективное значение давления в определенной точке пласта в определенный момент времени.

2.4.1 Дренирование неограниченного по простираанию пласта с постоянным расходом

В отсутствие влияния границ зоны дренирования понятие «пластовое давление» однозначно. Применительно к этому случаю начальное давление $P_{ПЛ_НАЧ}$, давление на *условном* контуре питания скважины ($r_{КП}$) $P_{ПЛ_КП}$ и текущее пластовое давление в длительно простаивающей скважине $P_{ПЛ_ТЕК}$ представляют собой одну и ту же величину, что показано на рисунке 2.16.

$$P_{ПЛ_НАЧ} = P_{ПЛ_КП} = P_{ПЛ_ТЕК} = P_{ПЛ}$$

Величину условного контура питания оценивают по формуле:

$$r_{КП} = r_c + \sqrt{\pi \chi t_{раб}} \dots \dots \dots (7)$$

где: r_c – радиус скважины, χ – пьезопроводность пласта, $t_{раб}$ – продолжительность работы скважины. При таких условиях пластовое давление может быть оценено по результатам гидродинамических исследований на цикле остановки скважины (традиционная технология кривой восстановления давления - КВД).

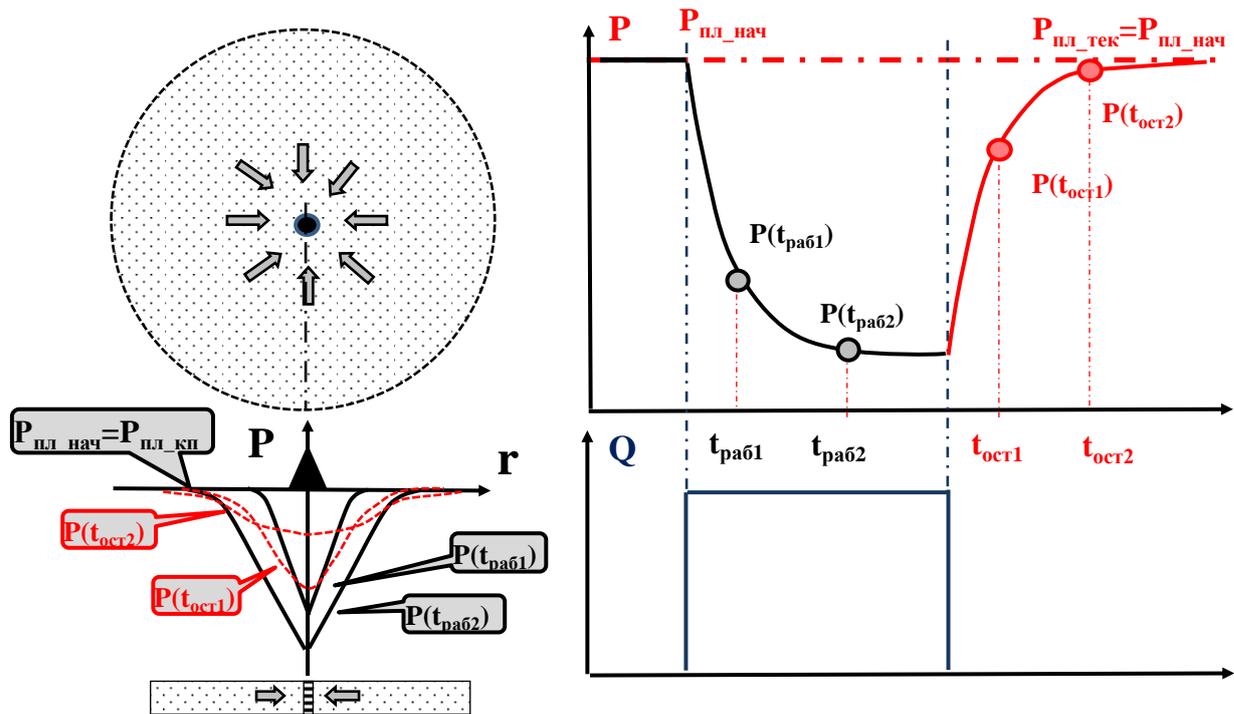


Рисунок 2.16 - Одиночная скважина в неограниченном по простиранию пласте. а) распределение давление по простиранию пласта: $P(t_{раб1})$, $P(t_{раб2})$ – в действующей скважине, $P(t_{ост1})$, $P(t_{ост2})$ – в остановленной скважине б) P , Q изменение давления и расхода во времени. Начальное давление $P_{пл_нач}$, давление на условном контуре питания скважины $P_{пл_кп}$ и текущее пластовое давление в длительно простаивающей скважине $P_{пл-тек}$ – одна и та же величина.

Для оценки пластового давления КВД строится в специальных координатах, на графике Хорнера, где по оси ординат откладывается текущее давление в стволе скважины на глубине пласта, а по оси абсцисс натуральный логарифм времени суперпозиции Хорнера [118], который для случая остановки скважины после цикла непрерывной работы с постоянным расходом имеет вид:

$$f(t) = \ln \frac{t_{раб} + t_{ост}}{t_{ост}} \dots \dots \dots (8)$$

где $t_{раб}$, $t_{ост}$ продолжительности работы и остановки скважины.

Прямолинейный участок (участок радиального режима течения) экстраполируется до оси ординат, где точка пересечения определяет величину так называемого кажущегося пластового давления P^* , отражено на рисунке 2.17. Исключительно для модели неограниченного по простиранию пласта, кажущееся пластовое давление совпадает с реальным $P^* = P_{пл}$.

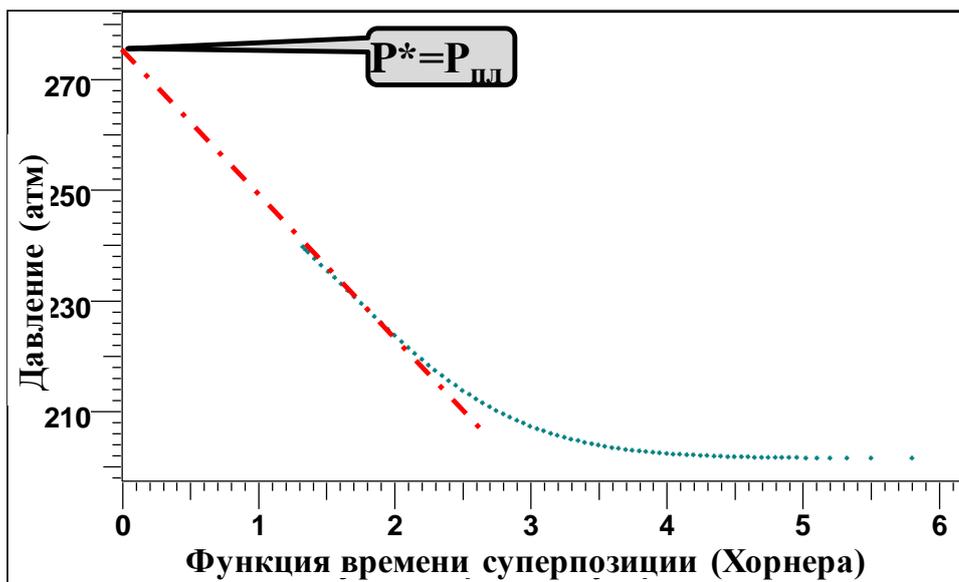


Рисунок 2.17 Оценка пластового давления в неограниченном пласте методом Хорнера. Точка пересечения асимптоты с осью ординат в точности соответствует пластовому давлению

$$P^* = P_{пл}$$

Пластовое давление в неограниченном пласте может быть также оценено по результатам исследования скважины на нескольких стабильных режимах, и построении так называемой «индикаторной диаграммы давление-расход» [84]. Этот метод следует рассматривать, как вспомогательный и оценочный. Основные затруднения при его использовании заключаются, во-первых, в необходимости стабилизации забойного давления на каждом цикле работы скважины (что занимает непозволительно долгое время при низкой проницаемости), во-вторых, в необходимости специальной программы исследования и обработки результатов, для исключения влияния предшествующих циклов.

2.4.2 Дренирование полуограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом

С практической точки зрения значимы две группы моделей полуограниченного пласта.

К первой группе относятся модели, характеризующиеся на заключительном этапе исследования радиальным режимом течения. С ним следует отнести модели одиночной и пересекающихся непроницаемых границ. Для данной группы применимы все теоретические результаты, рассмотренные в разделе 2.4.1.

Ко второй группе относятся модели, для которых на заключительной стадии КВД диагностируется линейный режим течения. Это модель так называемых русловых отложений,

предполагающая, что пласт расположен между двумя параллельными границами, каждая из которых представляет собой непроводящую плоскость.

Для данного случая применимы все теоретические положения теории радиальной фильтрации. Но характеристическим в интервале восстановления пластового давления является уже не радиальный, а линейный режим течения, для которого аналог соотношения (8) имеет вид:

$$f(t) = \sqrt[2]{t_{\text{раб}} + t_{\text{ост}}} - \sqrt[2]{t_{\text{ост}}} \dots \dots \dots (9)$$

2.4.3 Дренирование ограниченного по простиранию пласта с постоянным расходом

При достижении контуром питания границы пласта, в нем не остается участков с ненарушенным (начальным) давлением. С этого момента времени область дренирования совпадает с площадью залежи. При дальнейшей работе скважины энергетический запас пласта начинает истощаться.

С этого момента наиболее достоверной характеристикой текущего энергетического состояния пласта $P_{\text{пл_тек}}$ становится среднее давление $P_{\text{пл_тек}} = P_{\text{пл_ср}}$. Его величина зависит от времени. Наиболее очевидный способ оценки $P_{\text{пл_ср}}$ – остановка скважины с регистрацией КВД.

Понятно, что имея возможность остановки скважины на продолжительное время, можно успешно определить среднее пластовое давление в ограниченной залежи непосредственно с записанной кривой, как если бы мы рассматривали скважину-пьезометр. Но с практической точки зрения, учитывая, что длительность КВД ограничена экономическими соображениями, смысл имеют лишь остановки скважины, продолжительностью существенно меньшей, чем время предшествующей работы.

В этих условиях для оценки среднего пластового давления требуется использование специальных методов интерпретации результатов гидродинамических исследований. Необходимым требованием для реализации большинства таких методик является возможность наблюдать в цикле КВД радиальный режим течения, прежде чем будет диагностирован характерный для ограниченной залежи режим истощения.

Только в этом случае становится возможной интерпретация КВД методом линейной асимптоты в характерном масштабе времени (аналогично модели бесконечного по простиранию пласта) с последующим введением поправки в полученное значение P^* , либо экстраполяцией асимптоты до характерного времени, соответствующего $P_{\text{пл_ср}}$. Это значение в добывающей скважине будет всегда меньше начального, что показано на рисунке 2.18.

$$P_{ПЛ_НАЧ} > P_{ПЛ_ТЕК} = P_{ПЛ_СР}$$

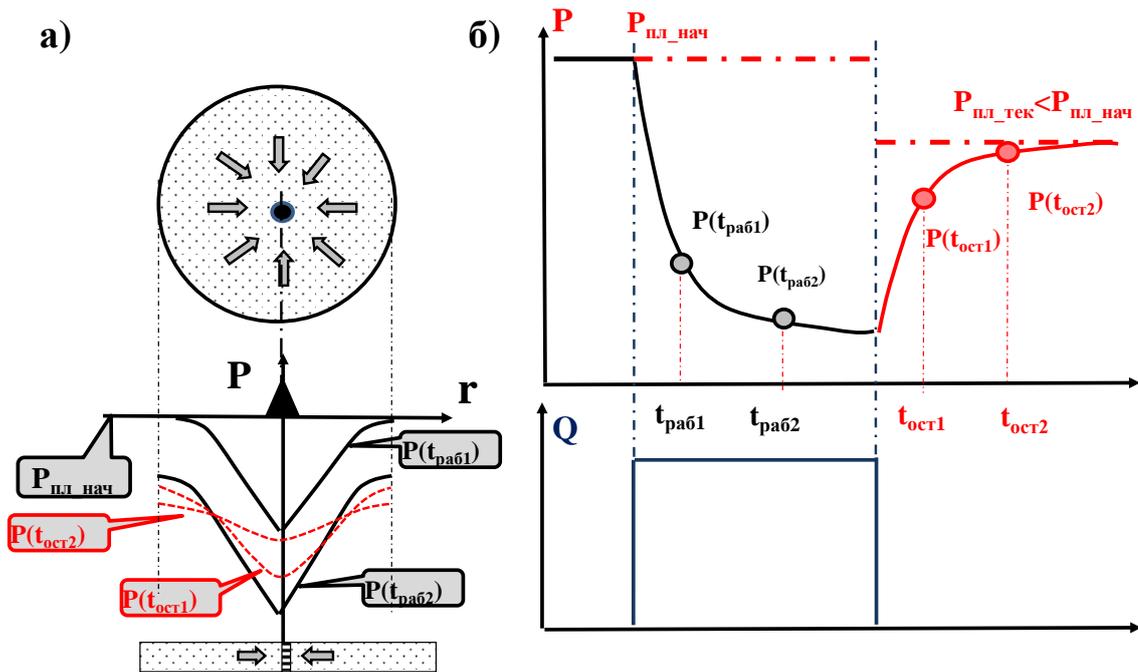


Рисунок 2.18 - Одиночная скважина в ограниченном по простираию пласте. а) распределение давление по простираию пласта: $P(t_{раб1})$, $P(t_{раб2})$ – в действующей скважине, $P(t_{ост1})$, $P(t_{ост2})$ – в остановленной скважине б) P , Q – изменение давления и расхода во времени. Начальное пластовое давление превышает текущее $P_{ПЛ-НАЧ} > P_{ПЛ-ТЕК}$

В качестве примера подхода, когда величина текущего среднего давления в пласте может быть оценена по значению P^* , можно привести метод Мэтгьюза-Бронса-Хазербрука (МВН) [84].

В методе МВН, представленном на рисунке 2.19 для расчета среднего давления используется следующее уравнение:

$$\bar{P} = P^* - m P_{DMBH}(t_{рабDA}) \dots \dots \dots (10)$$

где m определяется по наклону прямолинейного участка графика Хорнера (в масштабе давление – функция времени суперпозиции Хорнера ($P, \ln\left(\frac{t_{раб} + t_{ост}}{t_{ост}}\right)$) и соответствует выражению:

$$m = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \dots \dots \dots (11)$$

Параметр $P_{DMBH}(t_{рабDA})$ является безразмерным давлением при безразмерном времени, которое соответствует реальному времени работы скважины $t_{раб}$:

$$P_{DMBH}(t_{рабDA}) = \frac{Pkh}{qB\mu} \dots \dots \dots (12)$$

$$t_{рабDA} = \frac{kt_{раб}}{\phi\mu c_t A} \dots\dots\dots(13)$$

где q–дебит до остановки скважины в условиях атмосферы, В–объемный коэффициент, k– проницаемость пласта, h–толщина пласта, φ–пористость пласта, μ– динамическая вязкость пластового флюида, c_t–общая (интегральная) сжимаемость коллектора, А–площадь области дренирования.

Для различных форм залежи и расположений в ней скважины построены палетки, устанавливающие зависимость между параметрами $p_{ДМВН}$ и $t_{рабDA}$ (при использовании палеток необходимо принять во внимание, что они построены в английской системе мер).

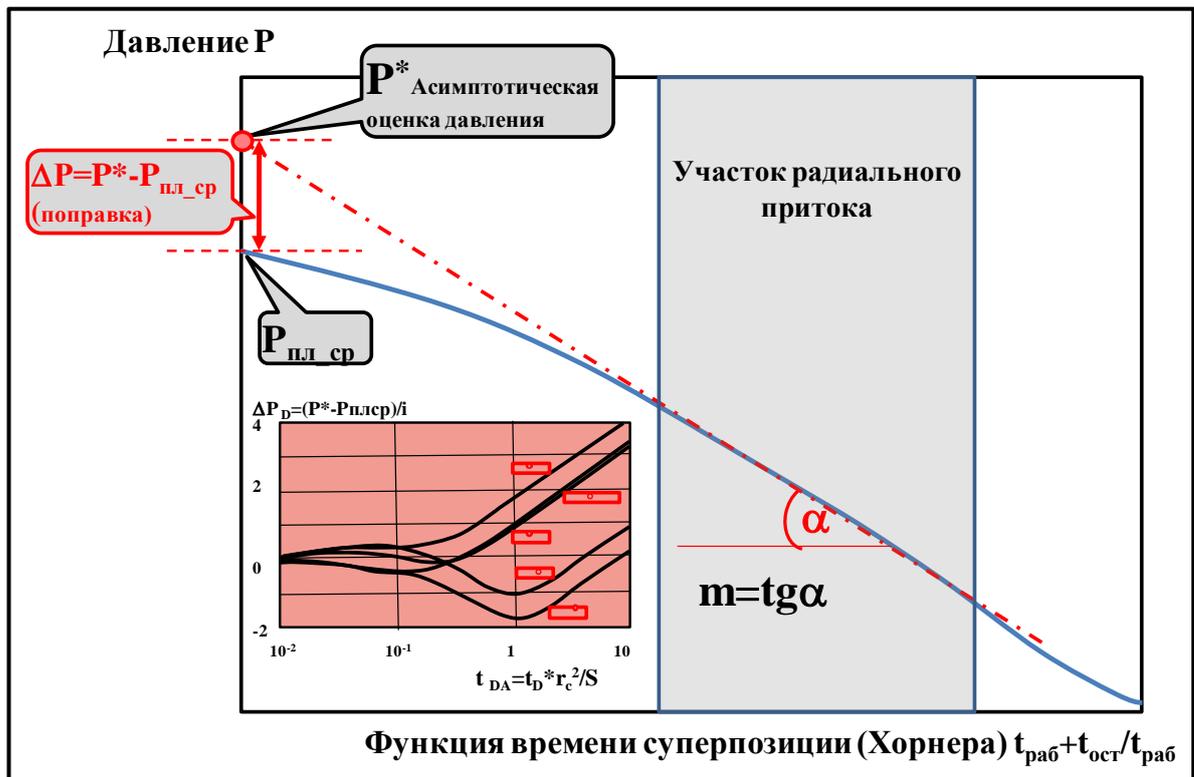


Рисунок 2.19 - Метод определения среднего пластового давления (метод МВН)

В качестве примера подхода, когда среднее пластовое давление находится путем экстраполяции прямолинейного участка до определенного значения времени, можно привести метод Дитца [84]. В основе метода Дитца, продемонстрированного на рисунке 2.20 так же как и МВН лежит линейная асимптота, проведенная к КВД в логарифмическом масштабе времени, прошедшем после остановки скважины « $\ln(tocm)$ » в интервале радиального течения. Далее линейная асимптота на участке радиального притока экстраполируется до значения безразмерного времени, рассчитываемого по формуле:

$$t_{остDA} = \frac{t_{раб}}{C_A t_{рабDA}} = \frac{\phi\mu c_t A}{C_A k} \dots\dots\dots(14)$$

где C_A – геометрический фактор формы.

Дитцем определены и составлены таблицы значений C_A , включающие в себя все наиболее вероятные формы резервуара и основные варианты расположения в нем скважины.

Для метода Дитца существует ограничение, вытекающее из применения логарифмического масштаба времени $\ln(t_{раб})$. Время предшествующей работы должно быть много больше, чем продолжительность цикла исследования КВД.

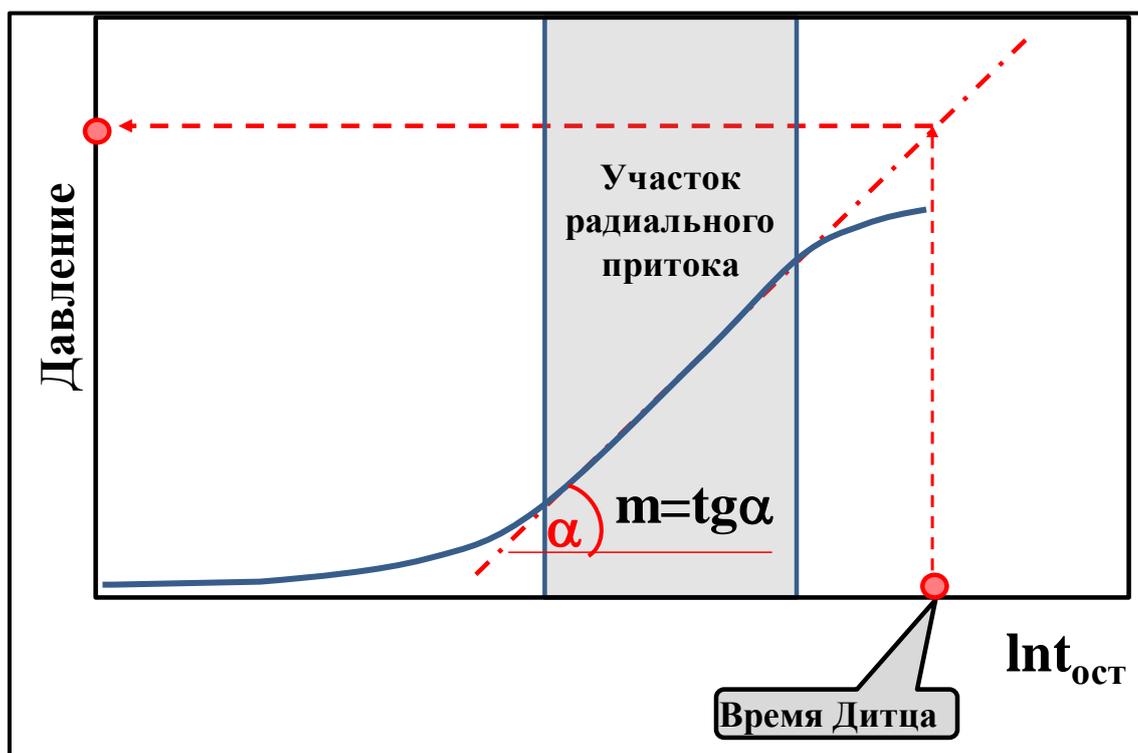


Рисунок 2.20 Оценка среднего пластового давления методом Дитца.

Это ограничение устранено в методе Рэйми и Коббса [84]. Здесь, как и в методе Дитца пластовое давление также находится путем экстраполяции прямолинейного участка до определенного значения времени. Но обработка КВД проводится в масштабе времени суперпозиции Хорнера (то есть с учетом времени предшествующей работы скважины), что показано на рисунке 2.21.

$$\frac{t_{раб} + t_{ост}}{t_{ост}} = C_A t_{рабDA} = \frac{C_A k t_{раб}}{\phi \mu c_t A} \dots \dots \dots (15)$$

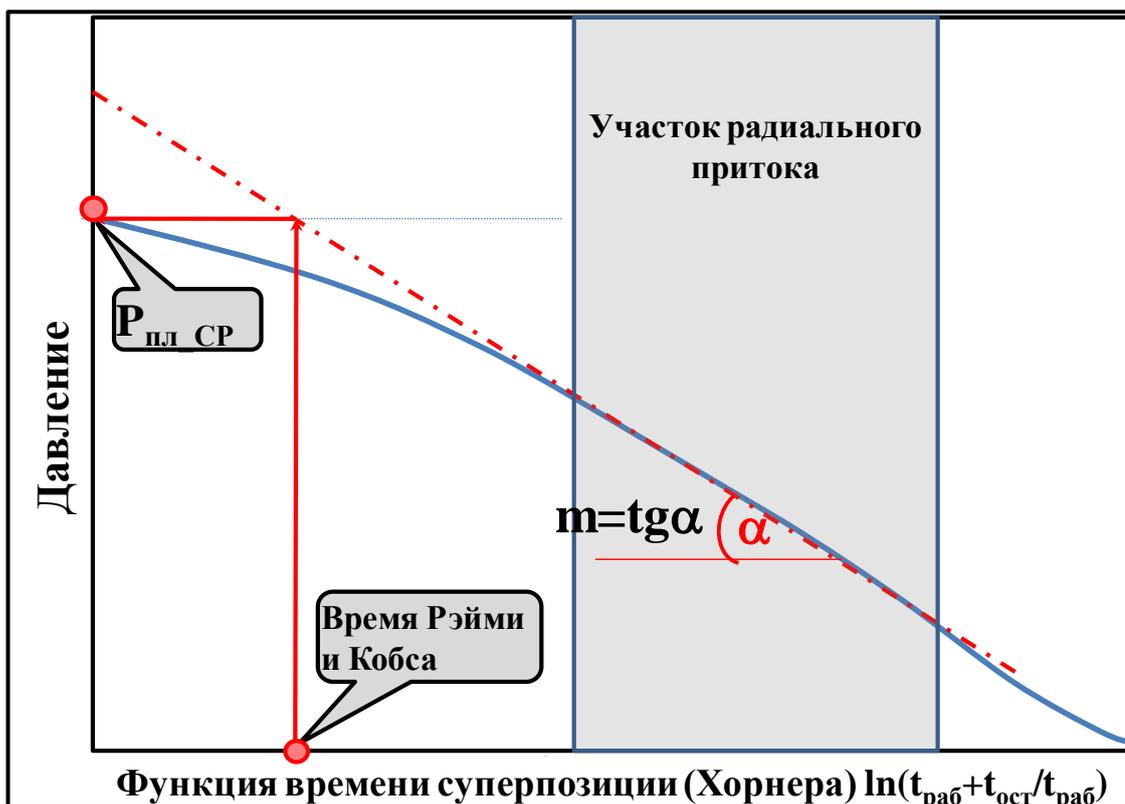


Рисунок 2.21 - Оценка среднего пластового давления методом Рэйми и Коббса.

В обоих приведенных примерах есть общие недостатки. Требуется экспертное определение формы и размеров области дренирования, исходя из геологической обстановки. И тот и другой метод оценки пластового давления предполагают стабильность параметров пластовой системы в процессе исследований. Это накладывает существенные ограничения на время проведения измерений. Чем оно продолжительнее, тем больше вероятность изменения исследуемых параметров и тем существеннее погрешность в оценке текущего пластового давления и неоднозначность полученного результата.

2.4.4 Дренирование ограниченного по простираанию пласта с падающим расходом

Данный способ наиболее приближен к реальности, поскольку для вырабатываемого пласта в условиях отсутствия естественных или искусственных механизмов поддержания пластового давления характерно падение дебита.

Оценка пластового давления для этого случая реализована в рамках анализа падения производительности скважины (Decline-анализ) при долговременном мониторинге давления и дебита при ее запуске [67]. По постановке задача отличается от предыдущих только тем, что предусматривает переменный дебит в процессе работы скважины (рисунок 2.22).

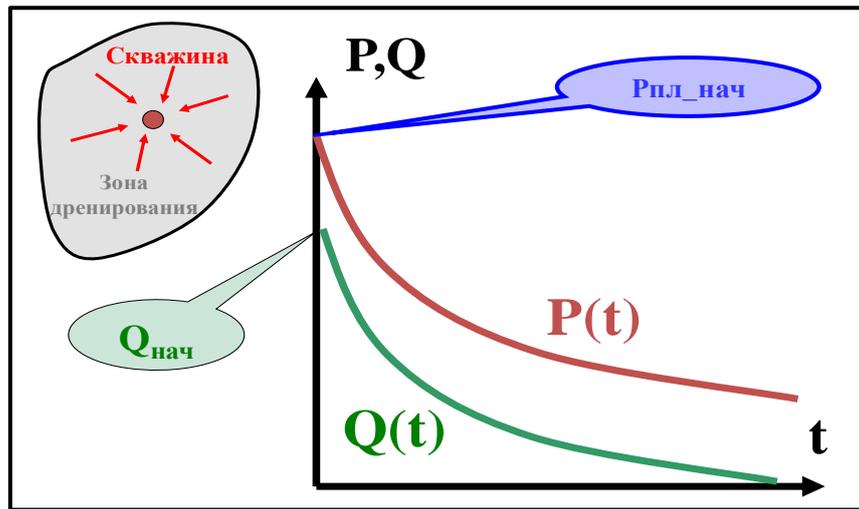


Рисунок 2.22 - Постановка задачи об истощении залежи в методе падения производительности скважины (Decline-анализ). $P(t)$, $Q(t)$ – давление и расход, зависящие от времени t , $P_{пл_нач}$ – начальное пластовое давление, $Q_{нач}$ – начальный дебит (соответствующий запуску скважины).

Основное отличие рассматриваемого способа состоит в том, что среднее пластовое давление в залежи рассчитывается, как непрерывная функция времени с момента запуска скважины на основе параметров системы «скважина-пласт», оцененных на начальном этапе запуска скважины. Таким образом, в случае долговременных измерений давления на забое и расхода реализуется возможность постоянного мониторинга среднего пластового давления на протяжении всего времени работы скважины. При этом, модель скважины и пласта может быть сколь угодно сложной и учитывать наличие трещины ГРП, сложное композитное строение пласта, любые типы взаиморасположения границ и другие факторы. Пример реализации такого анализа в ПО Карра Есрине приведен на рисунке 2.23.

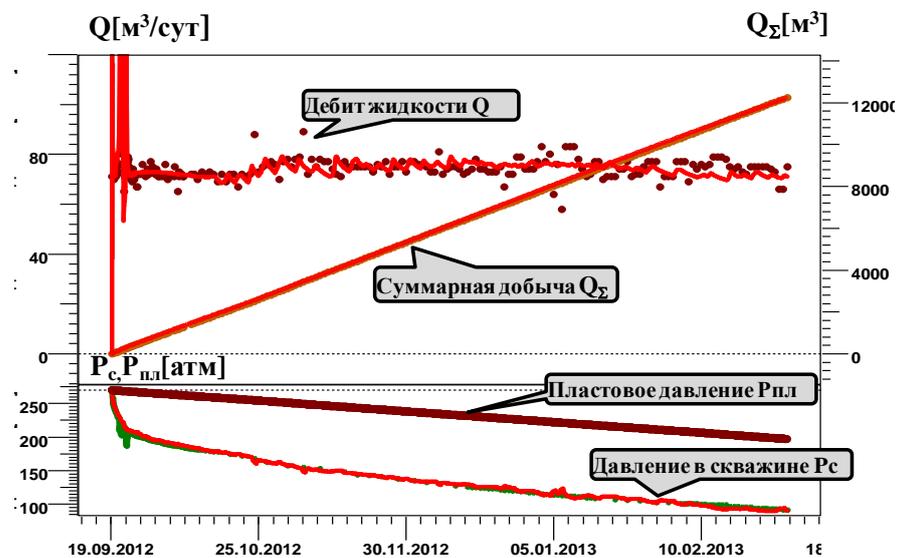


Рисунок 2.23 – Пример реализации Decline-анализа в ПО Карра Есрине.

В теории Decline-анализа широко используется Log-log диагностика. Ее специфика заключается в учете непрерывного изменения дебита скважины в процессе исследования с помощью специальных координат. Наиболее широко используемый тип log-log графика предполагает, что по оси ординат отложена производная от интеграла приведенного давления:

$$I'(t_e) = \frac{\partial I(t_e)}{\partial \ln(t_e)} \dots\dots\dots(16)$$

$$I(t_e) = \frac{1}{t_e} \int_0^{t_e} \frac{p_i - p_w(\tau)}{q(\tau)} d\tau \dots\dots\dots(17)$$

где p_i – запускное давление, t_e – время замера.

Это дает возможность (в полной аналогии с традиционными ГДИС) диагностировать по поведению производной характерные режимы течения, отражающие фильтрационные свойства пласта, характеристики совершенства вскрытия, расстояние до границ и их тип. Пример такой log-log диагностики приведен на рисунке 2.24.

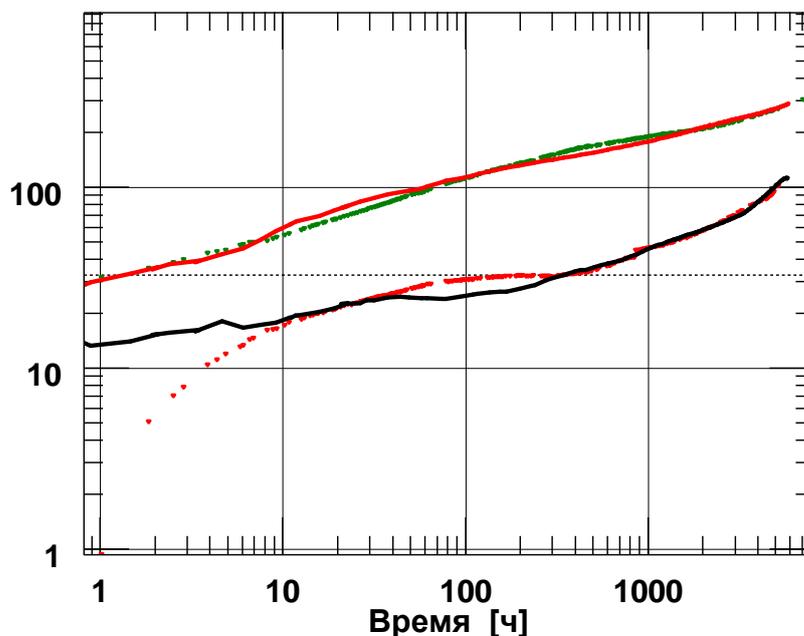


Рисунок 2.24 - Log-log диагностика в Decline Analyze

Важным преимуществом Decline-анализа при оценке пластового давления, по сравнению с традиционными ГДИС, является отсутствие необходимости надолго останавливать скважину. Основной объем измерений ведется во время работы скважины, то есть без потерь добычи нефти. Особенно существенным это становится при разработке малопроницаемых коллекторов, где необходимая длительность остановки для выхода на диагностический режим течения, может занимать вплоть до месяца, что экономически неоправданно.

Более того, данный метод обладает возможностями определения формы и размеров зоны дренирования, а также оценки характера и степени изменения параметров скважины и пласта во

времени. Это позволяет при оценке пластового давления максимально приблизиться к реальности.

Большие информативные возможности неизбежно влекут за собой рост неоднозначности. Как уже было отмечено ранее, снижение пластового давления и ухудшение связи скважины с пластом одинаково проявляются на графике log-log диагностики, поэтому для увеличения информативности метода требуется циклическая технология исследования. Уже описанная методика в виде интерпретации смены режимов работы на фоне предшествующей работы (вместо остановок скважины) существенно повышает информативность Decline-анализа с точки зрения определения пластового давления.

Подводя черту под вопросом диагностики пластового давления можно сделать следующие выводы.

Классические представление об энергетическом состоянии пласта справедливы только при неограниченных потенциальных размерах границы зоны дренирования. Только в этом случае начальное давление, давление на условном контуре питания скважины и текущее пластовое давление в длительно простаивающей скважине представляют собой одну и ту же величину.

Классические подходы к оценке пластового давления относительно легко переносятся на случай дренирования одиночной скважиной ограниченного пласта, когда наиболее достоверной характеристикой текущего энергетического состояния пласта становится среднее давление текущее пластовое давление, зависящее от времени.

Область применимости стандартной методологии ГДИС в условиях дренирования пласта сеткой скважин резко сужается и ограничивается случаем, когда исследуемая скважина практически не оказывает влияния на текущее энергетическое состояние пласта (в идеале играет роль пьезометра).

Если роль скважины на энергетику пласта существенно, наиболее обоснованной энергетической характеристикой пласта является среднее давление в области дренирования скважины. Это значит, что долговременные исследования по технологии КВД, позволяющие оценить так называемое статическое давление (без учета влияния исследуемой скважины) теряют смысл.

Среднее пластовое давление в зоне дренирования по сравнению со статическим пластовым давлением, обладает следующим информативным потенциалом:

- отражает реальное текущее энергетическое состояние пласта на конкретный период времени;

- отражает области повышенного и пониженного давления, соответствующие областям повышенной закачки и отбора (принципиально для построения карт изобар);
- позволяет оценивать эффективность ГТМ с использованием фактической продуктивности;
- дает возможность прогнозировать дебит во вновь пробуренных скважинах;
- позволяет оценивать эффективность ГТМ с использованием фактической продуктивности;
- дает возможность прогнозировать дебит во вновь пробуренных скважинах.

Недостаток – необходимость внесения поправок при расчете пластового давления для остановки (задавки) и пуска скважины. Требуется непосредственно прогноз забойного давления, так как в таких условиях важно давление в непосредственной близости (несколько метров) от скважины.

Наиболее эффективным способом определения среднего пластового давления в зоне дренирования, является анализ падения производительности скважин (Declin-анализ) на основе долговременного стационарного мониторинга давления на забое и дебита. Несомненным преимуществом этого метода является возможность оценки пластового давления, как непрерывной функции времени, в условиях падающего во времени дебита.

Повышение информативности мониторинга возможно за счет интерпретации периодов работы скважины с изменённым режимом отборов. Предложенная в разделе 2.2 методика существенно повышает однозначность получаемых результатов.

2.5 Контроль динамики профиля притока

При каких условиях может наблюдаться изменение профиля притока? На практике достаточно редко встречаются случаи уменьшения работающей толщины пласта в процессе исследования. А вот увеличение эффективной толщины достаточно часто встречается при разработке многопластовых залежей или слоистых объектов со слабо выдержанными прослоями.

В случае многопластовой или слоистой залежи причиной увеличения работающей мощности, а, следовательно, и гидропроводности, чаще всего становятся межпластовые перетоки по негерметичностям цементного камня, по трещине ГРП, а также авто-ГРП, соединяющей гидродинамически несвязанные пласты. Негерметичность цементного камня может являться последствием взрывных работ в скважине, а также просто результатом долгих лет эксплуатации скважины. Практически всегда такое явление является вредным для добычи,

и если в случае негерметичного цементного камня еще есть эффективные технологии изоляции, то в случае трещины ГРП изолировать трещину практически невозможно. Не являясь предметом рассмотрения, целенаправленное приобщения новых объектов перфорацией, также является очевидным источником изменения работающей толщины.

Методы диагностики межпластовых перетоков по заколонному пространству при помощи комплексирования ПГИ и ГДИС глубоко проработаны в работе [122]. Основными информативными методами являются термометрия и многоцикличные ГДИС средней продолжительности, при которых непосредственно режим работы может оказывать влияние на связь пластов друг с другом. При отсутствии гидродинамической связи на границе раздела двух пластов, для описания перетока авторами работы [122] предлагается использовать дополнительный скин-фактор, как это показано на рисунке 2.25. Другими словами – гидродинамическое сопротивление фильтрации из неперфорированного пласта.

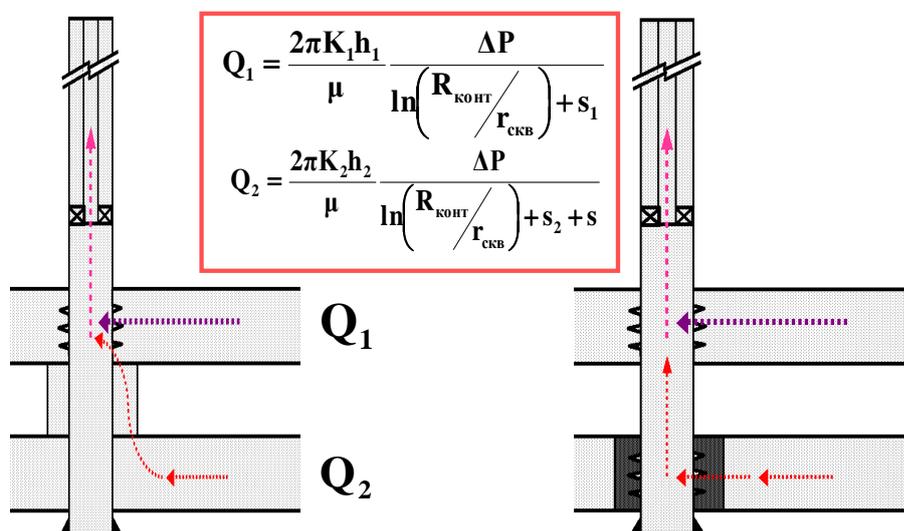


Рисунок 2.25 - Дополнительный скин-фактор при аналитическом описании перетока

Такое описание, эквивалентно частному случаю хорошо известной модели двойной проницаемости, когда отсутствует межпластовая фильтрация [67]. На рисунке 2.26 в двойных логарифмических координатах приведено сравнение поведения давления и производной давления для модели вертикальной скважины вскрывающей бесконечный пласт (сплошная линия) и модели двух пластов с заколонным перетоком (пунктирные линии). Фильтрационное сопротивление канала перетока непосредственно влияет на глубину прогиба перед радиальным режимом течения.

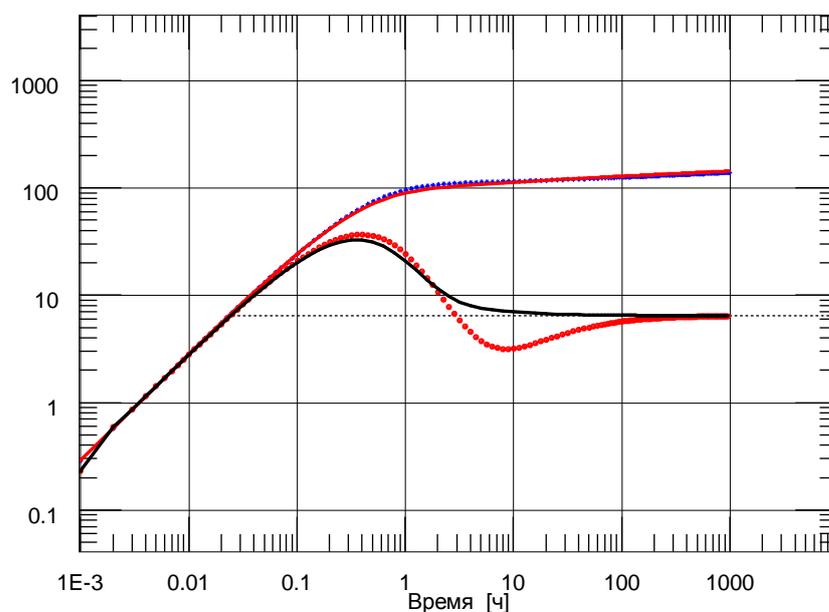


Рисунок 2.26 Отличия диагностики цельного пласта от двух пластов с перетоком и эквивалентной гидропроводностью на графике в двойных логарифмических координатах.

Высокой эффективностью отслеживания заколонных перетоков обладают такие методы ПГИ как термометрия, спектральная шумометрия и нейтронно-активационный метод. Также хорошо зарекомендовали себя различные методы активного воздействия на пласт с закачкой меченого флюида и отслеживанием его распространения.

Наиболее распространена термометрия, как наиболее простой и дешевый метод. Слабые стороны термометрии проявляются лишь в некоторых случаях. Например, переток в вышележащий пласт при закачке экранируется потоком нисходящего флюида в стволе скважины, поэтому в работающей скважине практически невозможно отследить переток. При остановке нагнетания пласты принимавшие воду выделяются достаточно качественно, так как степень их охлаждения существенно больше чем у не принимающих пропластков, что видно на рисунке 2.27. Впрочем, после длительного периода закачки (1-2 года), существенно остыть могут и не принимающие интервалы за счет межпластовой диффузии теплоты. Другой недостаток термометрии связан с большой усредняющей способностью метода, что не позволяет с большой точностью определять границы интервалов, работающих перетоком. С точки зрения точности выделения границ интервалов, преимущество имеет спектральная шумометрия.

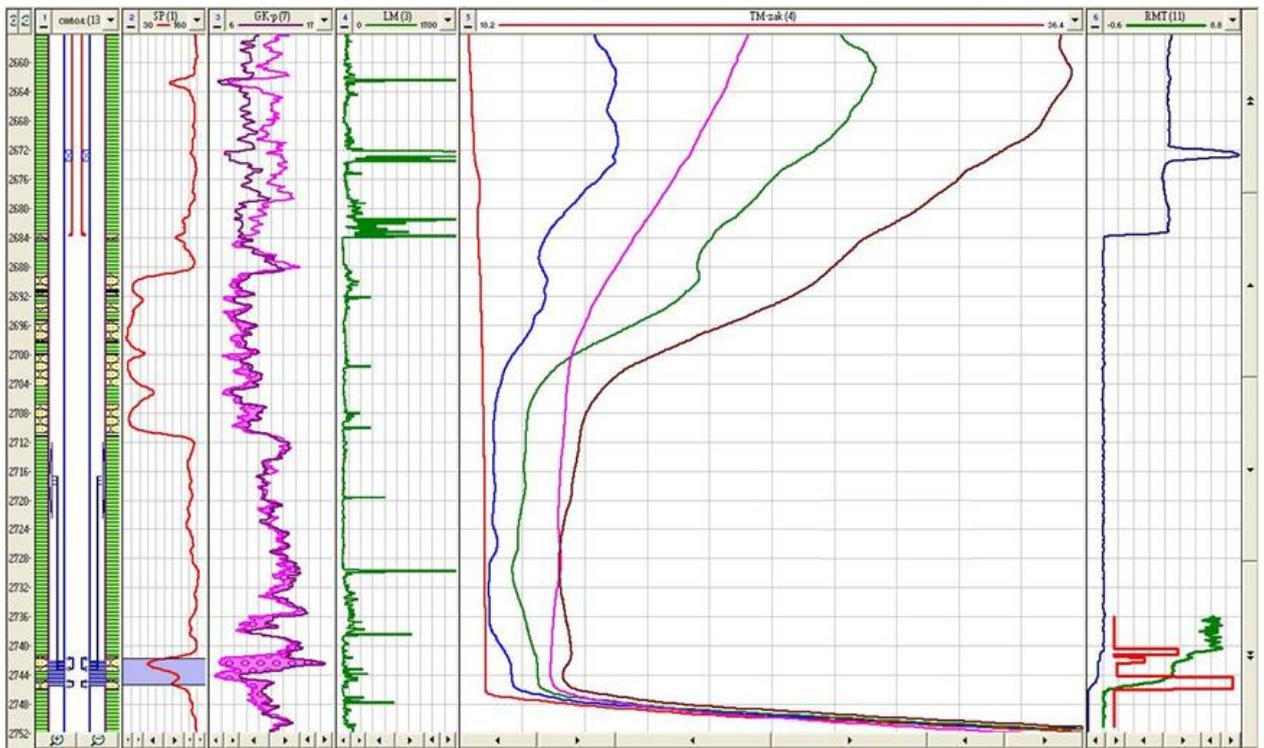
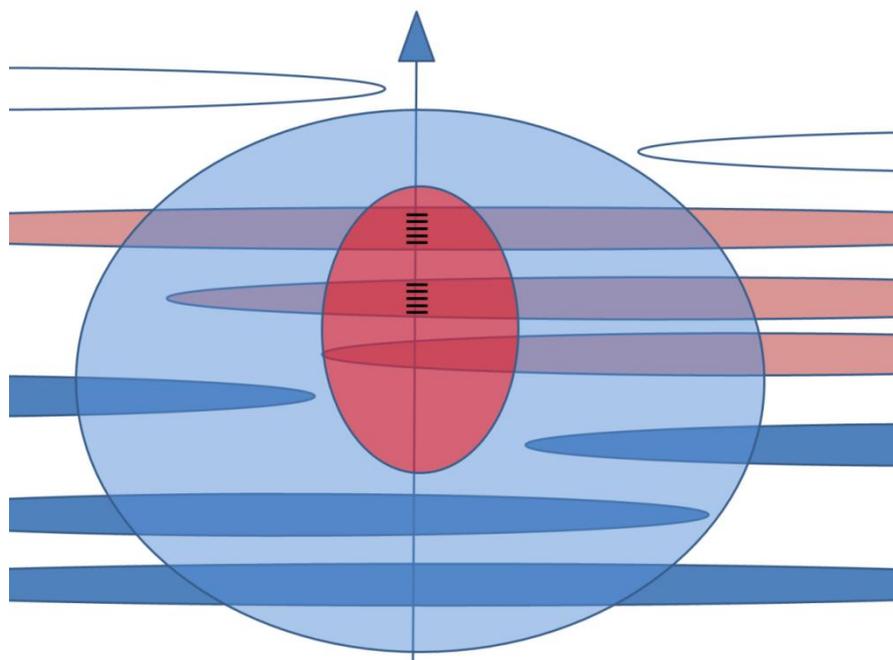


Рисунок 2.27 Планшет ПГИ показывающий диагностику заколонного перетока в верхние пласты с помощью термометрии на разных режимах работы скважины.

Расходометрия, методы состава, барометрия никак не позволяют отследить заколонный переток просто исходя из принципов своей работы. Происходящее в заколонном пространстве не отражается на показаниях этих методов.

При закачке больших объемов воды в пласт неизбежно требуется большая репрессия на пласт. При превышении давления разрыва в породе образуется незакрепленная трещина авто-ГРП. Главная особенность подключения пропластков по трещине авто-ГРП заключается в зависимости их гидродинамической связи от режима закачки в пласт. Геометрические размеры трещины динамично меняются во времени при изменении давления нагнетания, поэтому коэффициент приемистости может легко изменяться от одного цикла исследования к другому. В работе [48] продемонстрировано как методика циклических ГДИС позволяет снижать неоднозначность интерпретации в результате открытия и смыкания трещины соответственно при закачке и остановке скважины. Еще большую достоверность анализа авторы получают за счет привлечения результатов ПГИ.

Увеличение работающей мощности часто наблюдается при поведении повторных пропантных ГРП, особенно в условиях низкопроницаемых коллекторов и слабо выдержанных пропластков. Схематично такое приобщение изображено на рисунке 2.28, где за счет увеличения геометрических размеров трещины, аналогично трещине авто-ГРП, приобщаются новые продуктивные объемы пласта.



*Рисунок 2.28 - Иллюстрация подключения дополнительных пропластков при повторном ГРП.
Красный овал – первичный ГРП. Синий овал – повторный ГРП.*

Остановимся более подробно на проблеме повторного гидроразрыва пласта. В какой ситуации нужен повторный ГРП? Наиболее очевидная ситуация при которой необходим повторный ГРП это низкое качество ранее проведенного разрыва или ухудшение характеристик трещины в процессе работы скважины. В качестве наиболее часто встречающихся причин ухудшения трещины можно выделить следующие:

- смыкание трещины по причине а) механического разрушения проппанта, б) вдавливания проппанта в стенки трещины, в) выноса проппанта при фильтрации нефти;
- снижение проницаемости трещины из-за выпадения отложений во внутреннем пространстве трещины.

Менее очевидная необходимость проведения повторного ГРП (рефрак) – изменение геометрии трещины для приобщения новых объемов пласта. В условиях низкой проницаемости (для нефти около 0,5мД) добыча ведется из области непосредственно приуроченной к трещине и из-за особенностей законов фильтрации истощение пласта наступает очень быстро. Продлить выработку пласта этой скважиной может только повторный гидроразрыв, который изменит геометрию трещины. При выполнении ряда условий измениться может даже азимутальная ориентация трещины. С точки зрения ГДИС, результатом такого изменения геометрии трещины является увеличение области дренирования. Рассмотрим примеры из практики, как «рефрак» отражается на результатах гидродинамического мониторинга.

В том случае, если мониторинг ведется стационарными датчиками, то факт приобщения новых пропластков видно очень хорошо при сопоставлении анализа до и после повторного ГРП. На рисунке 2.29 приведено сравнение поведения производных давления в двойном логарифмическом масштабе. Хорошо видно увеличение общей гидропроводности пласта, которая определяется положением горизонтальной асимптоты (радиальный режим течения). При этом существенного увеличения скин-фактора не происходит.

Сначала производится интерпретация кривых запуска до и после ГРП по-отдельности, потому как выполнить совмещение в рамках одной геометрической модели практически невозможно. После этого, для оценки эффективности проведенной операции, можно построить прогноз, как бы работала скважина без повторного ГРП. Сложность составления прогноза заключается в том, что практически всегда после ГРП насос заменяется на более мощный. В связи с этим, забойное давление также отличается от того, что было до рефракта. Поэтому невозможно использовать традиционные методы, основанные на предположении о постоянном забойном давлении, наподобие предложенного Арпсом [90] или Фетковичем [109].

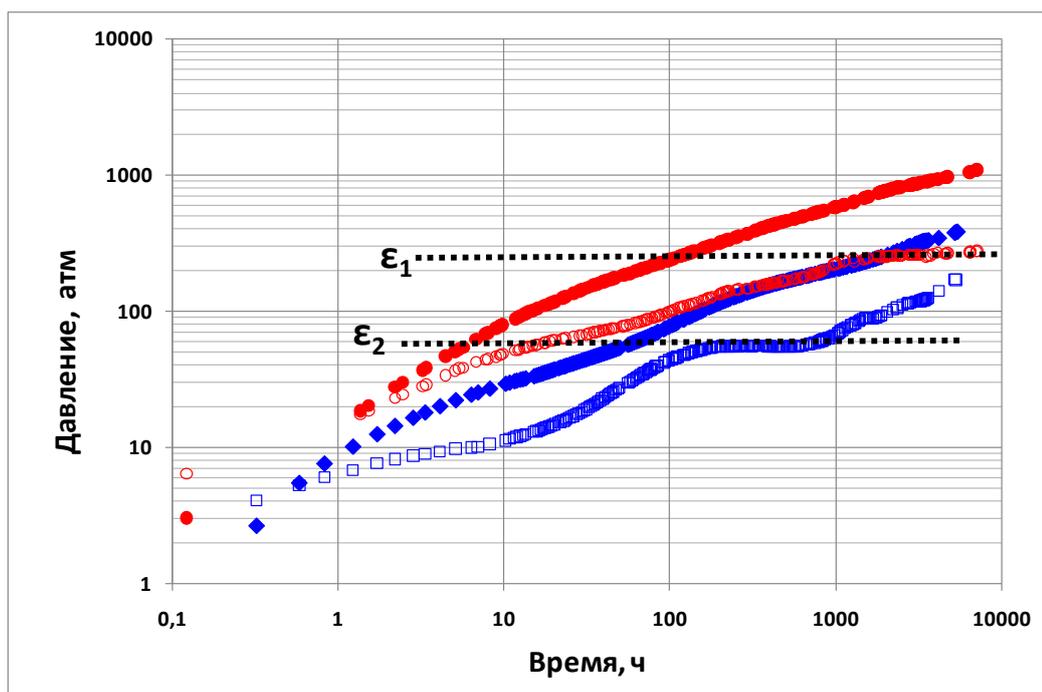


Рисунок 2.29 Сопоставление производных забойного давления до (красным цветом) и после рефракта (синим цветом) в двойном логарифмическом масштабе – приобщение пластов.

Сопоставление производится между накопленным дебитом в рамках единой геометрической модели, соответствующей первой части исследования, и фактическим накопленным дебитом. Пример такого сравнения приведен на рисунке 2.30, где дополнительная накопленная добыча выделена красным цветом. Приведенный график соответствует случаю с

рисунка 2.29 с приобщением новых продуктивных интервалов. Как хорошо видно, совмещение в рамках одной модели невозможно.

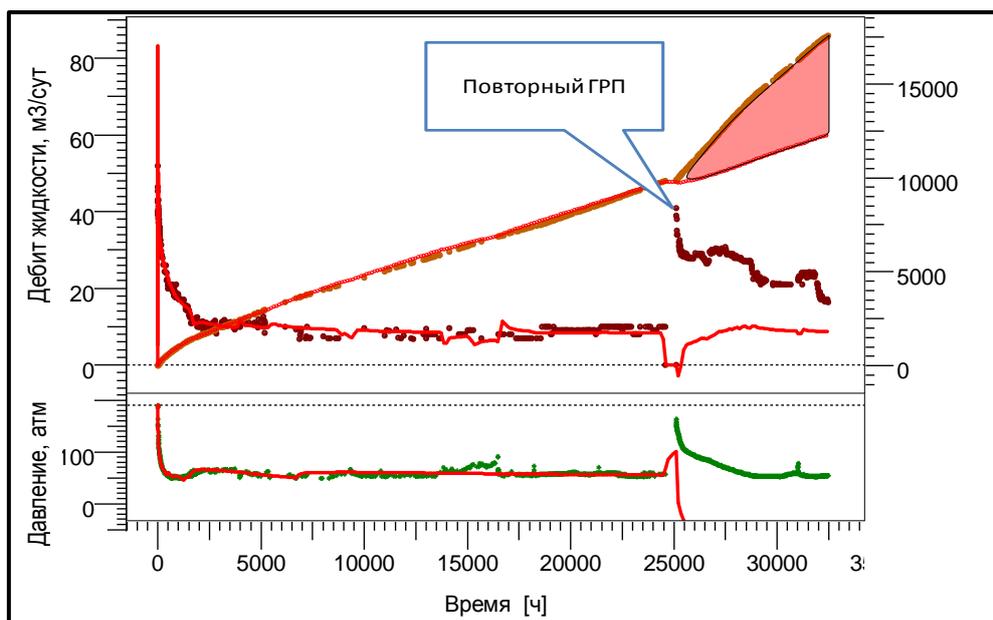


Рисунок 2.30 Пример оценки эффективности ГРП по разнице фактического и модельного накопленного объема нефти (параметры соответствуют вскрытию до рефракта).

Увеличение области дренирования проявляется на ГДИС в более позднее время наступления режима истощения пласта. Происходит перемещение положения характерных асимптот по оси абсцисс в сторону больших времен. В зависимости от степени изолированности области дренирования, угол наклона асимптот может меняться от 0 до 45 градусов.

В случае переориентации трещины может не наблюдаться существенного изменения скин-фактора и полудлины, но при сравнении графиков производных, хорошо видно перемещение границ дренирования на большие расстояния, как показано на рисунке 3.31. Анализ эффективности можно выполнить аналогичным образом, как было описано ранее.

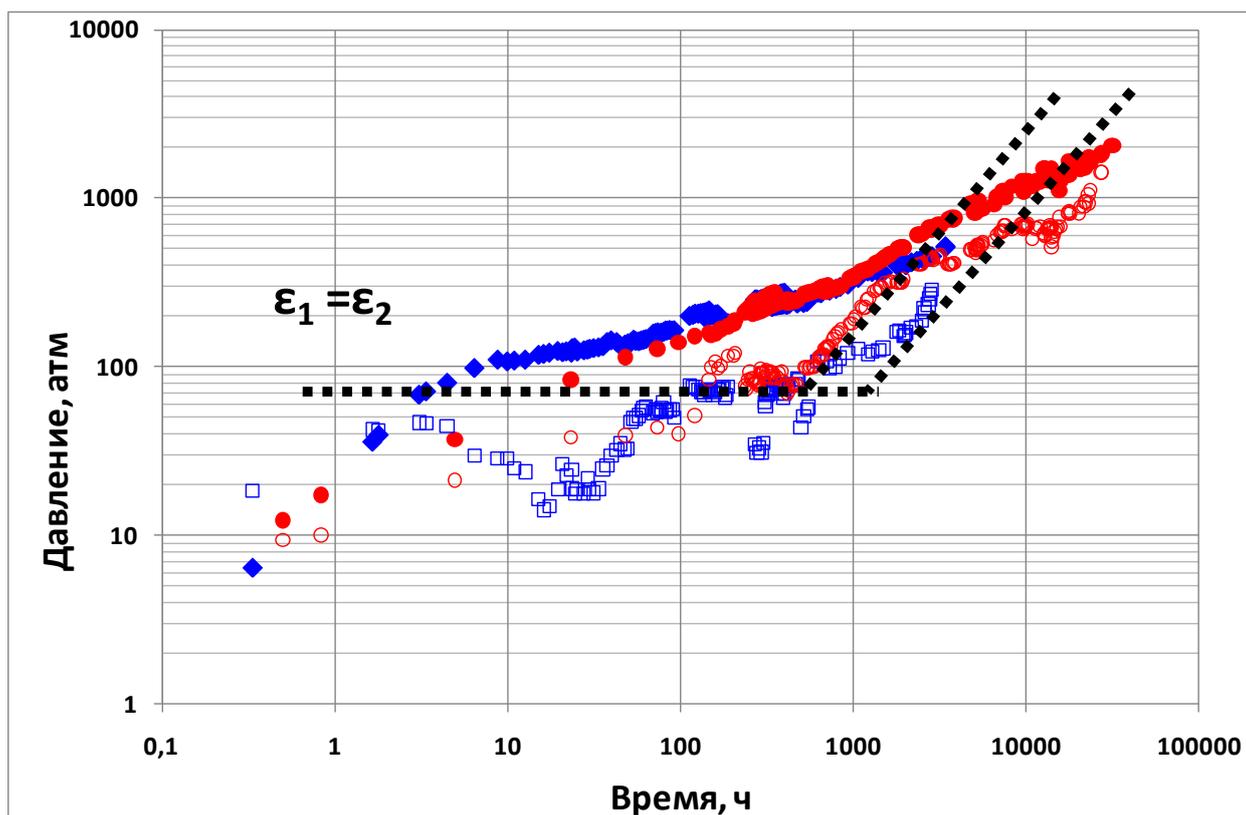


Рисунок 3.31 - Сопоставление производных забойного давления до (красным цветом) и после рефракта (синим цветом) в двойном логарифмическом масштабе для случая изменения размеров области дренирования.

Комплекс долговременного стационарного гидродинамического мониторинга с адресными ПГИ позволяет снимать большинство вопросов возникающих при динамике профиля притока в вертикальных скважинах. К сожалению, применительно к горизонтальным скважинам методы ПГИ имеют множество ограничений в связи сложностью условий измерения. Дополнительно, мониторинг продвижения фронта обводнения относительно горизонтального ствола требует многократных оперативных измерений, что принципиально невозможно из-за высокой стоимости работ. Это обуславливает необходимость оснащения горизонтальных скважин дополнительными системами стационарного мониторинга профиля притока, позволяющих осуществлять оперативный контроль.

2.6 Технология исследований для контроля состояния пласта

Рассмотренные аспекты объединяет технология исследования, позволяющая повышать надежность определяемых параметров, а именно циклические исследования, рассмотренные в Разделе 2.2. Практически всегда, если интерпретатор не может однозначно выполнить диагностику, выдается рекомендация на проведение дополнительного исследования.

Проблема в том, что под дополнительным исследованием чаще всего подразумевается остановка скважины на КВД, причем в случае низких фильтрационных свойств, длительность остановки крайне велика. Сократить время и избежать такой остановки позволяет комплексный подход к интерпретации, где кратковременное исследование при совместной интерпретации вместе с данными долговременного мониторинга на основании стационарных датчиков позволяет существенно увеличить однозначность диагностики.

В таком случае наибольшей важностью обладает следующий момент. Отсутствует необходимость остановки высокой длительности для полного выхода на радиальный режим и определения всех параметров по обособленному замеру. Достаточная длительность КВД определяется началом активной работы пласта, фактически, окончанием послепритока. Достаточно чтобы прекратилось превалирующее влияние послепритока и на диагностическом log-log графике появились существенные различия между кривыми давления и логарифмической производной. Нетрудно догадаться, что эти различия проявятся тем раньше, чем меньше коэффициент послепритока и больше проницаемость пласта.

Для планирования программы исследований автором был выполнен ряд расчетов, с целью определить конкретное необходимое время записи КВД низкой продолжительности. Расчеты выполнялись аналитическими методами в ПО *Carra Saphir*.

На рисунке 2.32 представлена получена зависимость необходимой минимальной длительности КВУ от коэффициента послепритока и проницаемости пласта. В качестве критерия пригодности КВУ для интерпретации выбрано условие более чем 20% расхождения давлений для циклов КСД и КВД.

Как видно из графика, чем больше коэффициент послепритока, тем позднее проявляется влияние самой скважины; чем больше проницаемость, тем раньше и четче заметны расхождения кривых производной давления для циклов КСД и КВД. Результаты оказались достаточно оптимистичными. Учитывая, что при спуске ЭЦН на НКТ чаще всего ставится пакер, что обуславливает малые значения коэффициента послепритока (не более первых единиц), необходимой время остановки оказалось достаточно мало. На практике, для диагностики изменения скин-фактора хватает порядка суток.

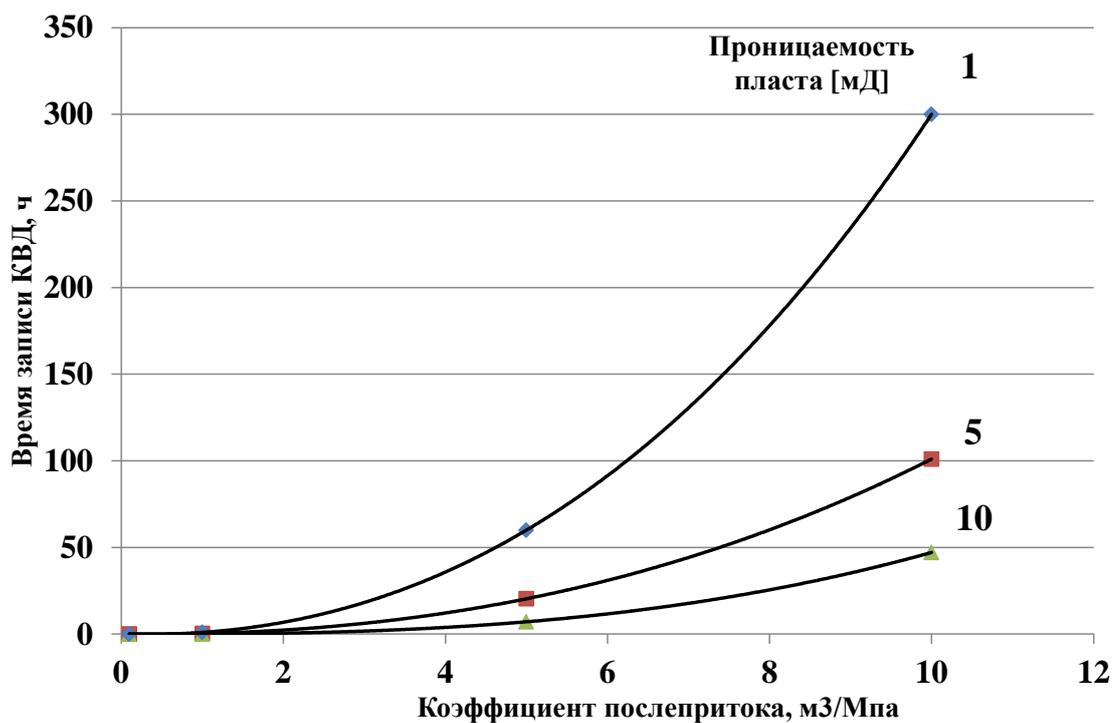


Рисунок 2.32 Палетка для определения необходимой продолжительности цикла КВД при комплексном анализе КСД+КВД.

С другой стороны, для ряда случаев, связанных с низкой проницаемостью и длинными трещинами гидроразрыва, а, следовательно, и крайне продолжительным режимом линейного течения, требуемое время остановки все равно превышает несколько суток. Тогда и проявляются недостатки циклических исследований, сопряженных с остановкой скважины. Длительные простои крайне нежелательны и с точки зрения потери добычи и с точки зрения повышенной аварийности.

С такого аспекта технология «вторичного» исследования при смене режима имеет явные преимущества. Она не имеет строгих ограничений по длительности «вторичного цикла» и не требует остановки скважины. Отборы углеводородов могут быть даже увеличены. Вторичные исследования универсальны. Они помогают осуществлять мониторинг динамики всех рассмотренных ранее параметров пласта: фильтрационные свойства, скин-фактор, пластовое давление, профиль притока.

В основном для применения технологии есть лишь два ограничения. Первое, это наличие технической возможности существенно изменить режим отборов, то есть снизить или повысить частоту оборотов насоса и произвести его замену. Старые модели, которые, впрочем, постепенно выходят из эксплуатации крайне узкий диапазон рабочих частот. Современные насосы, оснащенные частотными преобразователями позволяют существенно изменять частоту

вращения, хотя по-прежнему остаются частоты, при которых насос работает с максимальным КПД.

Второе ограничение это продолжительность предшествующего периода замера перед «вторичным» исследованием (интервал II на рисунке 2.33). Так как предшествующая работа используется в качестве фона для интерпретации нового режима, то предшествующее забойное давление и дебит должны быть относительно стабильны.

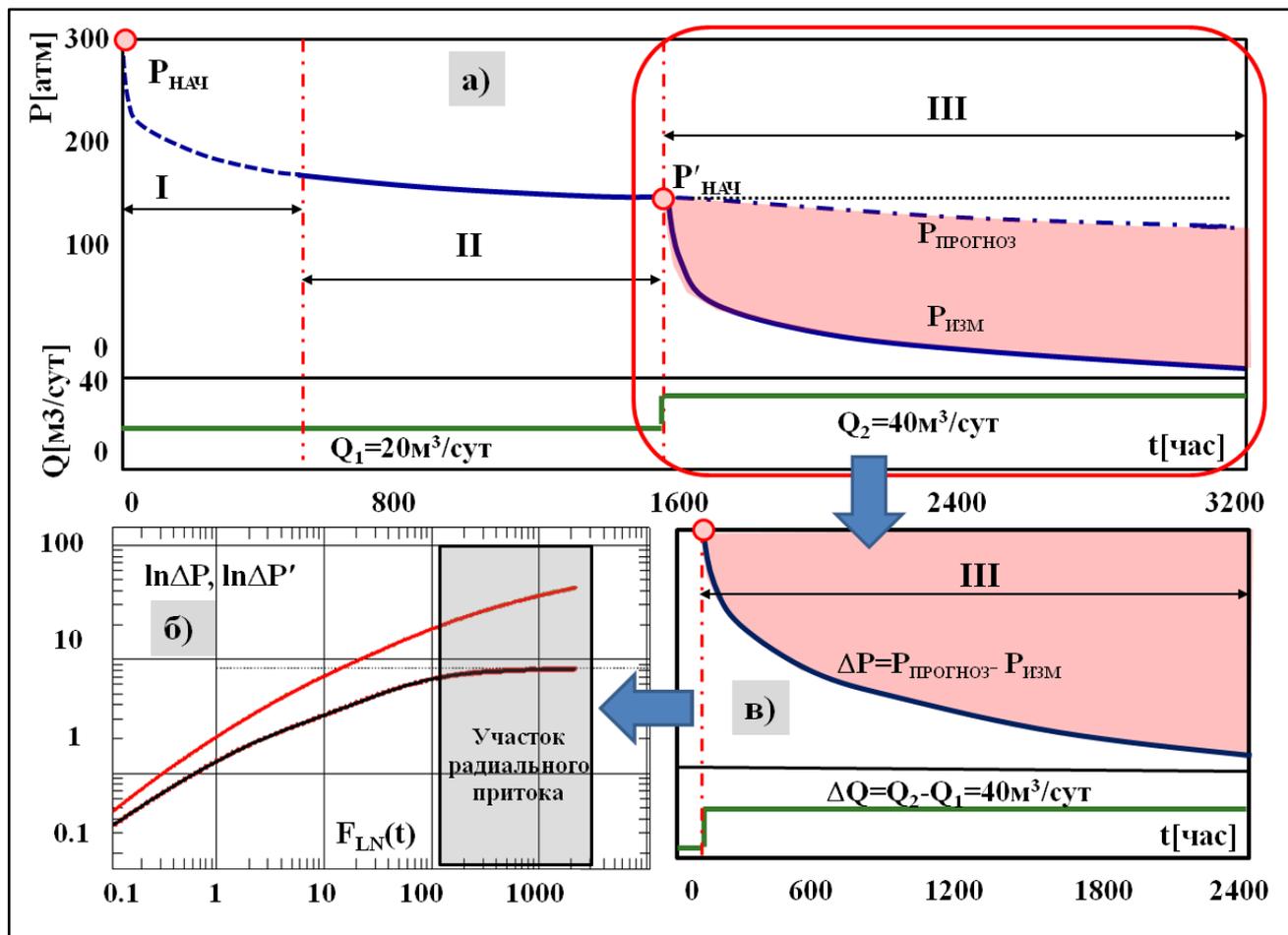


Рисунок 2.33 Схема интерпретации результатов ГДИС в цикле изменения дебита

а) исходные кривые давления P и расхода Q . б) $\log\text{-}\log$ диагностика цикла изменения дебита (III), в) преобразованные давление и расход в цикле изменения дебита (III).

Не всегда возможно дать прогноз снижения давления хорошего качества. В том случае, если продолжительность первого цикла недостаточна и не учтен прогноз снижения давления, то кривые в двойном логарифмическом масштабе искажаются и даже не позволяют выделить реалистичный радиальный режим течения. На кривой производной давления в двойном логарифмическом масштабе возникает ложная аномалия, которая может быть проинтерпретирована как истощение или как граница дренирования. Чем больше неучтенная поправка, тем раньше проявляется ложная аномалия, тем хуже выражен радиальный режим течения и тем ниже достоверность оценки проницаемости пласта и скин-фактора.

Таким образом, для реализации исследования по технологии «вторичного» исследования необходим расчет необходимого минимального времени предшествующей работы.

Соответствующие расчеты были выполнены автором с целью планирования будущих программ исследований. График, представленный на рисунке 2.34 получен по результатам гидродинамического моделирования циклического отбора из пласта, вскрытого трещиной ГРП. График представляет собой зависимость необходимой продолжительности цикла предшествующей работы скважины для получения достоверных результатов ГДИС. Преобладающим влиянием обладают такие параметры как проницаемость пласта и полудлина трещины. Рассмотрение именно ГРП связано с охватом подавляющего числа скважин трещинами.

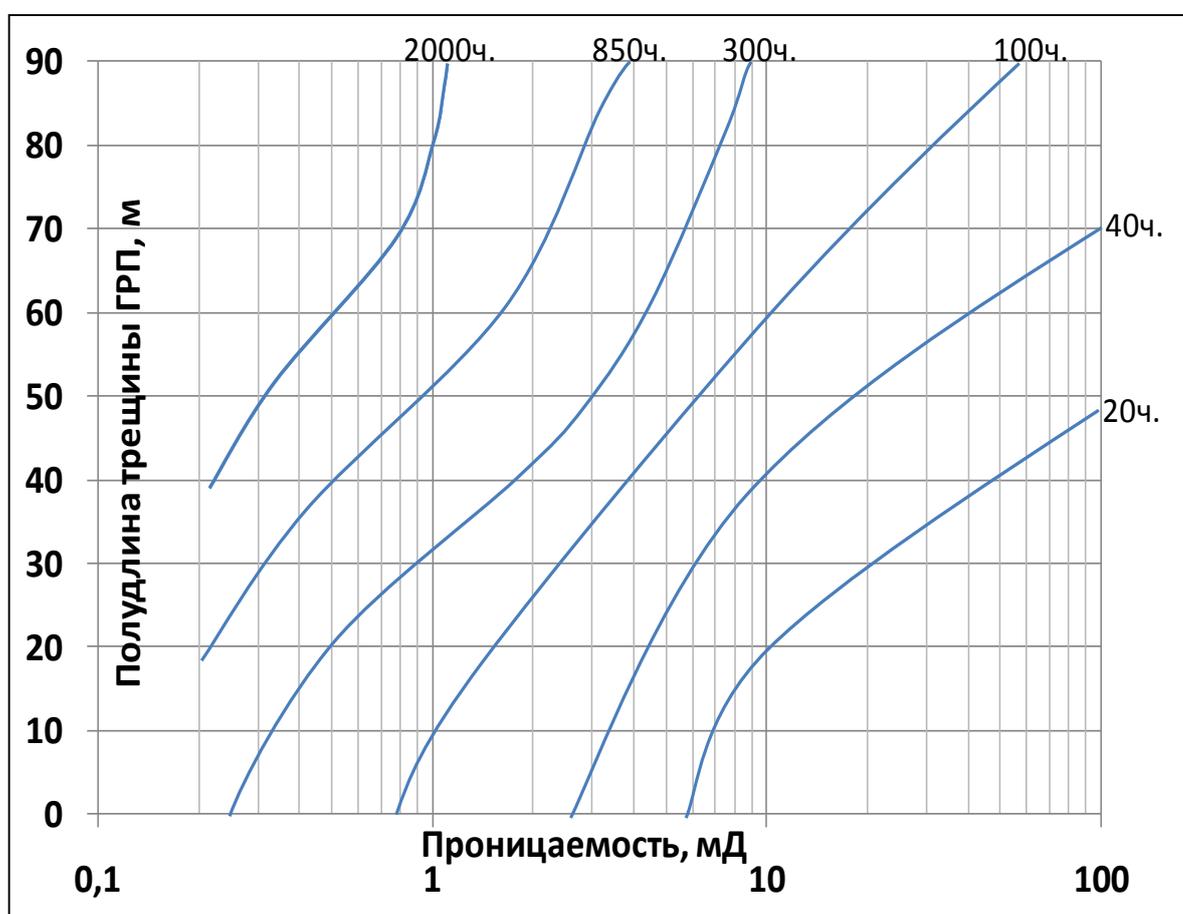


Рисунок 2.34 Зависимость необходимой для качественной интерпретации цикла «вторичного» КСД длительности предшествующего простоя скважины (шифр кривых) от проницаемости пласта и полудлины трещины

К примеру, если имеется априорная информация о предполагаемых проницаемости 10мД и полудлине трещины ГРП 40 метров (по аналогии с соседними скважинами), то снижать или повышать отбор следует не ранее чем через 40 часов. Понятно, что степень увеличения или уменьшения отборов зависит от возможностей установленного в скважине насоса, но чем

больше перепад расходов, тем выше точность интерпретации результатов гидродинамических исследований.

В результате выполненных автором расчетов, получена методика составления программ мониторинга по технологии «вторичного» исследования. Продолжительность предшествующего цикла стабильной работы и возможный момент смены режима отборов определяются при помощи графика на рисунке 2.32. Минимальная необходимая длительность режима с измененной интенсивностью отборов определяется по графику на рис. 2.34.

Таким образом, более глубокое понимание возможностей Decline-анализа, позволяет практически полностью отказаться от исследования КВД в пользу КСД, как превосходящего как по информативности, так и по экономической эффективности. Комплексование КСД с кратковременным циклом КВД или с циклом смены режима (по методически-обоснованной программе исследования) позволяет более уверенно и однозначно проводить интерпретацию, осуществлять мониторинг динамичных свойств пласта.

2.7 Выводы

Автором проанализировано влияние основных подверженных изменению параметров на результаты интерпретации долговременного мониторинга добычи углеводородов, в том числе на основе собственного опыта интерпретации более 600 исследований высокой продолжительности. Показана важность комплексного использования всех доступных материалов, начиная с результатов ГИС и лабораторных исследований керна, заканчивая дизайн-отчетом ГРП.

Автором разработан метод многоцикловых исследований, не требующий остановки скважины. На основании численного и аналитического моделирования определены границы его применимости. Дано методическое обоснование (рассчитаны кроссплоты необходимого времени работы и времени остановки) программы исследования скважин для однозначной диагностики свойств пласта при их совместном изменении.

На практике это позволило с высокой экономической эффективностью снимать неоднозначность выполняемой интерпретации, что в свою очередь увеличивает результативность ГТМ и, в конечном счете, повышает объем извлекаемых углеводородов.

Повышенное внимание в данной главе уделено вопросу формализации параметра «пластовое давление», его правильного применения для производственных нужд.

Повсеместное распространение забойных датчиков давления позволяет повысить охват фонда скважин гидродинамическим мониторингом практически до 100%. Гораздо менее стремительно сегодня наращивается количество забойных датчиков, способных заменить разовые («традиционные») ПГИ, хотя данные о работающей толщине пласта являются входными для интерпретации гидродинамического мониторинга.

Учитывая крайне высокую важность информации о профиле притока, в том числе для гидродинамического мониторинга, автор в следующей главе сосредоточил внимание на информативных возможностях комплекса ПГИ и способах его совершенствования с применением стационарных датчиков для определения профиля притока.

ГЛАВА 3 ПОВЫШЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ КОМПЛЕКСА МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА

3.1 Информативные возможности методов ПГИ по определению профиля притока

Практически сразу после практического внедрения технологии горизонтального бурения скважин, в них начали проводиться промыслово-геофизические исследования (ПГИ). Среди основных целей ПГИ на тот момент, впрочем, как и сегодня, можно выделить оценку профиля и состава притока, а также определение работающих толщин. Несмотря на то, что к настоящему времени в нашей стране накоплен достаточно обширный опыт по проведению подобных работ, их эффективность оставляет широкий простор для усовершенствования.

Начиная подобные исследования, отечественные геофизики пошли по пути использования для измерений в горизонтальном стволе стандартных средств и технологий измерения, к тому времени уже широко и успешно используемых в вертикальных и наклонно-направленных скважинах.

Однако, даже в таких стандартных как вертикальные скважины, относительно комфортных условиях, возможности стандартных ПГИ ограничены некоторыми факторами. Например, низкодебитный приток, не всегда отражается на показаниях механического расходомера. Даже на технологическом режиме отбора велика вероятность не полного выноса и накопления в стволе тяжелой фазы. Если ствол скважины заполнен тяжелой фазой, а легкая барботирует сквозь нее, то при этом резко снижается информативность как механической, так и термокондуктивной расходомерии, а методы состава отражают не тип поступающего из пласта флюида, а его текущее содержание в стволе. Также, в случае многофазного течения часто образуются сложные типы структур течения флюида по стволу, подобно приведенным на рисунке 3.1. Тогда показания методов зависят от положения датчиков в стволе, центрированы они или лежат на стенке скважины.

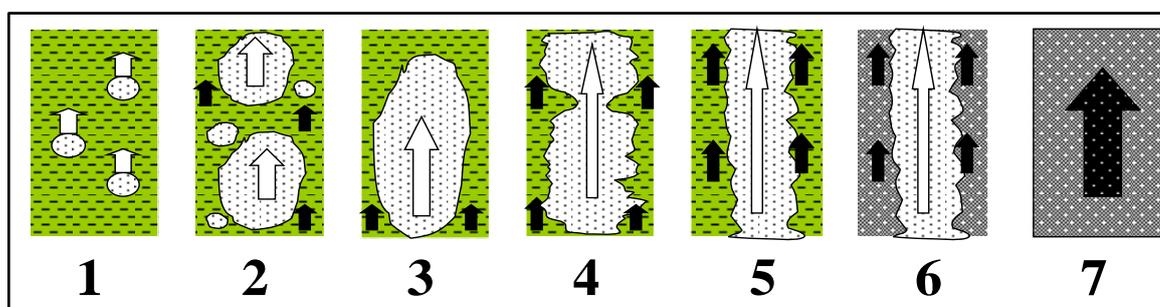


Рисунок 3.1 - Структуры многофазного потока в вертикальной скважине

Попытки применения стандартных исследований в горизонтальном стволе показывают те же сложности что и вертикальном, к которым добавляется целый ряд новых проблем. Имеет место уже не просто сложная структура потока, а послойное течение фаз. В связи с чем, понятно, что в зависимости от того в какой фазе окажется прибор, те параметры и будут измерены. Еще больше усложняет задачу неоднородный профиль скважины, в изгибах которого могут образовываться застойные водные зоны или газовые пробки, показанные на рисунке 3.2. В том случае, если ствол не цементирован, а просто спущен фильтр, встречается течение вообще только по заколонному пространству. Соответственно, расходомеры любого типа не фиксируют такого потока. В горизонтальном стволе приток идет с одинаковой вероятностью по всей длине ствола, поэтому появляются сложности дифференциации работающих интервалов.

Очевидным шагом к решению возникших проблем стало увеличение количества датчиков и распределение их по сечению скважины. Тогда показания методов состава показывают содержание воды и углеводородов в продукции. Но при этом, сохранится проблема порога чувствительности механического расходомера, которая еще больше возрастает вместе с увеличением вязкости нефти.

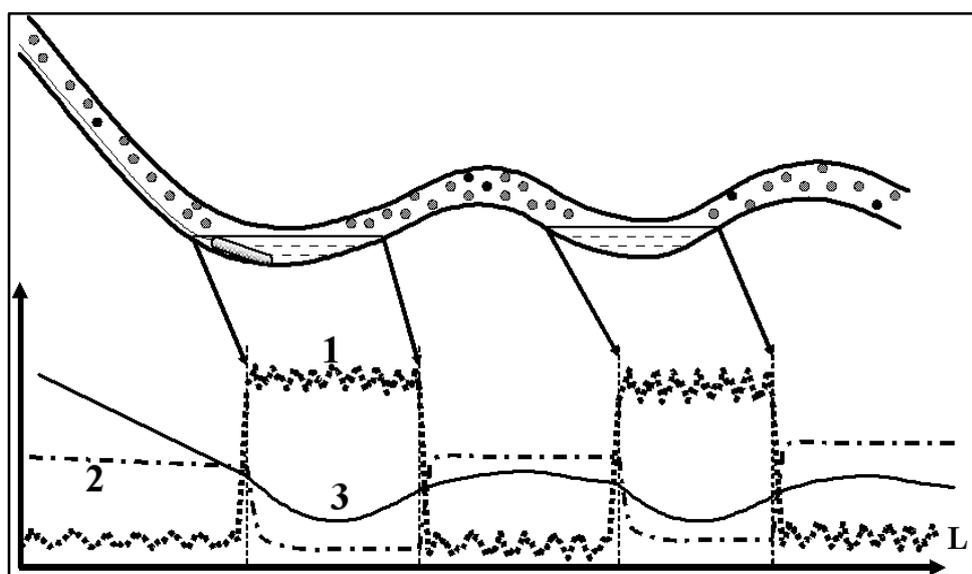


Рисунок 3.2 - Теоретические кривые ПГИ в газожидкостном потоке в горизонтальной скважине 1 – кривая диэлькометра (ВЛ), 2 – кривая термоанемометра (ТА), 3 – барограмма.

Широко применяемыми при ПГИ классическими способами освоения скважины являются компрессирование и свабирование. Для горизонтальной скважины, зачастую, эти способы оказываются малоэффективны. Более стабильный приток и большую депрессию обеспечивает использование струйного насоса или компоновки Y-tool с ЭЦН. К сожалению, спуск такого оборудования на текущий момент достаточно ограничен технологическими факторами. В компании Газпромнефть были выполнены попытки использования этого типа оборудования, но по разным техническим причинам, успешные измерения пока проведены не

были. Недостаточное освоение традиционными методами обуславливает нестабильный поток в стволе скважины, причем, часть продуктивных интервалов может оставаться неактивными из-за низкой депрессии. Слабый приток обуславливает разные результаты ПГИ на разных режимах работы. Как показано на рисунке 3.3, при фоновом замере, компрессировании и стравливании многодатчиковый прибор показывает разный состав заполнителя ствола скважины.

На рисунке методы состава четко показывают скачки содержания воды в отрицательных прогибах ствола скважины при фоновом замере. При компрессировании и стравливании картина уже различная. При стравливании, практически от самого забоя содержание воды в составе потока примерно стабильно, но это не позволяет делать уверенных выводов об интервалах притока. Расходомер в данном примере оказался неинформативен. Термограмма показывает приток на интервале недалеко от забоя, а также ряд положительных аномалий, соответствующих прогибам ствола. Возможно, в этих местах не просто образуется скопление тяжелой фазы, а идет ее приток из вскрытых нижележащих водонасыщенных интервалов и/или происходит подтягивание воды, конусообразование.

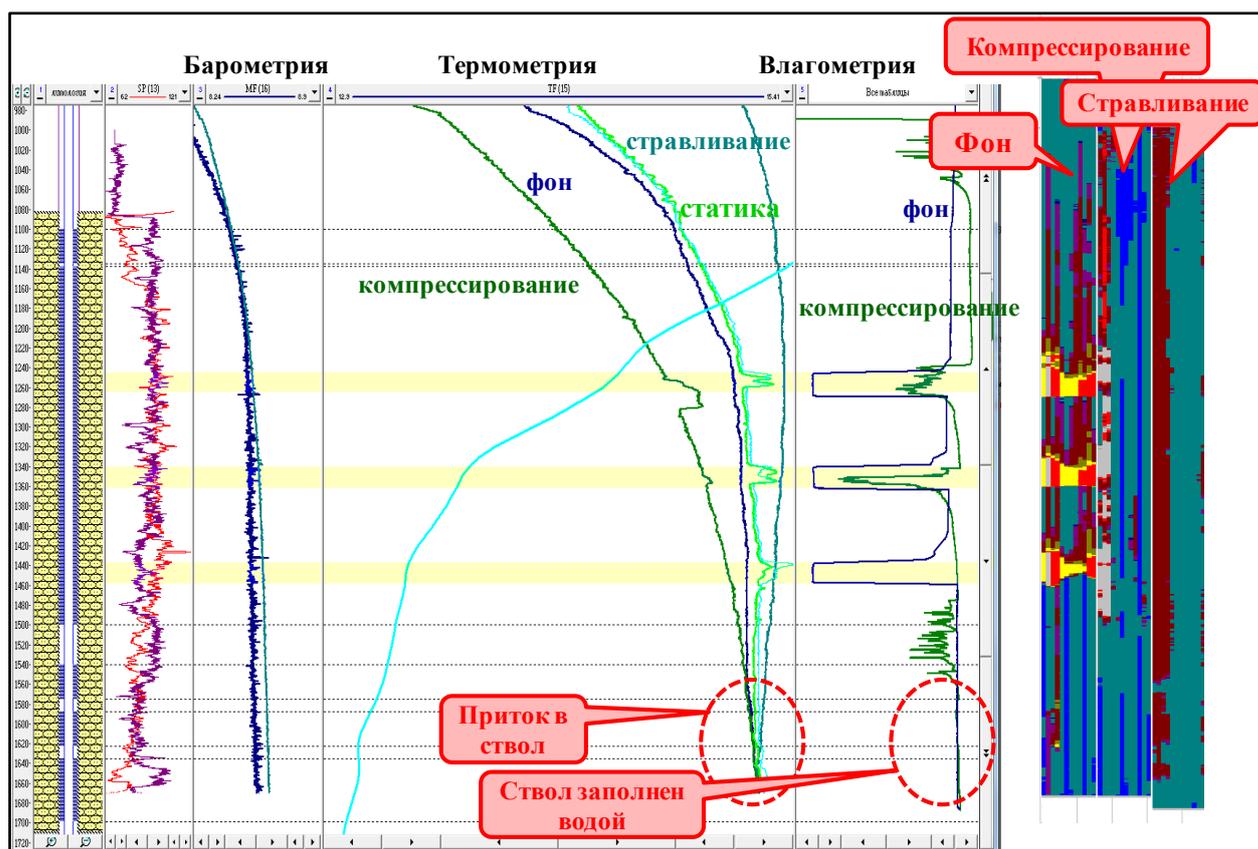


Рисунок 3.3 - Пример ПГИ в многодатчиковом исполнении при освоение компрессированием.

Наиболее передовые приборы имеют возможность совмещать в модульной конструкции и классические методы в многодатчиковом исполнении и нестандартные технологии, такие как оптические сенсоры, источники маркера, помечающего движущийся флюид и разнообразные радиометрические методы и методы оценки текущего насыщения породы. Но из всех них

только нейтронные методы позволяют с приемлемой точностью оценить поток флюида в заколонном пространстве.

Рассмотрим в качестве примера, из каких элементов может состоять комплексный прибор одной из наиболее широко распространенных сервисных фирм. Методы сопротивления позволяют разделять воду и углеводороды, при этом обладают весьма низким порогом чувствительности, то есть могут отслеживать пузырьки воды в потоке нефти и наоборот. В отличие от обычного влагомера конденсаторного типа, имеет достаточно равномерную характеристику показаний от водонасыщенности. Оптический метод разделяет жидкую и газообразную фазу, на основе различия оптической плотности двух сред. В результате, эти два метода дают однозначное представление о составе газоводонефтяного потока. Расход может измеряться одновременно полноразмерной крыльчаткой, усредняющей скорости потоков и набором маленьких лопастей, показывающих послойное распределение скоростей. Для наиболее точного отслеживания скоростей компонент служит впрыск маркера, который может быть растворимым выборочно в нефти или воде. Нейтронный метод позволяет определить текущее содержание воды в потоке, а также выявлять движение по заколонному пространству с помощью нейтронной активации кислорода.

Измерение комплексным прибором и совместная интерпретация в специальном визуализирующем ПО позволяет с высокой степенью достоверности определять профиль и состав притока на момент измерения, хотя как уже было отмечено ранее, при освоении и при технологическом режиме отбора результаты могут различаться.

Неважно, традиционные это ПГИ или самые современные комплексные методы, достаточно острым остается вопрос доставки прибора на забой горизонтальной скважины. Наиболее популярными способами является использование гибкой НКТ, скважинного трактора или жесткого геофизического кабеля. Обычно, в качестве предельной глубины спуска для жесткого геофизического кабеля указывается 200-300м. Большинство бурящихся на сегодняшний день ГС имеют большую длину. Скважинный трактор имеет высокую вероятность застревания в горизонтальном стволе, если заканчивание выполнено щелевым фильтром или колонна деформирована или скважина просто недостаточно хорошо промыта. ГНКТ имеет наибольшую успешность как в плане глубинности спуска прибора, так и в плане безаварийности. Соответственно распределена сложность и стоимость работ, от более дешевого жесткого кабеля к наиболее дорогой ГНКТ, требующей специальной установки и оборудования на устье скважины. Обычно стоимость спуско-подъемной операции составляет половину и более стоимости от произведенного замера.

Несколько обособлено среди методов ПГИ стоит скважинная термометрия. Её результаты куда менее очевидны, чем другие методы ПГИ, требуют тщательной интерпретации и экспертного анализа. Потенциальная информативность термометрии очень велика, с оговоркой на низкую скорость диффузионных процессов, высокую усредняющую способность и глубинность, зависящую от времени замера. С другой стороны, для случаев сложной структуры потока, усредняющая способность термометрии выступает скорее достоинством, позволяя определить необходимые параметры работающих толщин без разделения фаз в стволе. Также для термометрии в большей степени, по сравнению с другими методами, важна методика замера. Рассмотрим подробнее температурный каротаж.

Термометрия, на первый взгляд, кажется достаточно простым для реализации методом. Сложности проведения исследования, в основном, связаны с составлением эффективной и корректной методики. Практически всегда необходим фоновый замер, который может быть близок к геотермическому для новой скважины, но чаще, отражает температурные аномалии, сформированные за время работы скважины. Позднее, либо после остановки работающей скважины, либо при запуске на рабочем режиме, сопоставляя результаты измерений с фоном возможно выделение работающих интервалов, заколонных перетоков или перетоков по скважине. В данной не будет приведено подробных методик интерпретации термограмм или типовых кривых. Однако, следует остановиться на одной важной для анализа методике определения относительных дебитов.

В компании Газпромнефть накоплен положительный опыт использования системы Y-tool для проведения ПГИ при технологической депрессии для мониторинга совместной добычи из нескольких пластов [56]. Необходимость таких работ обусловлена низкой проницаемостью коллекторов, которая не позволяет уверенно получить информативные замеры при свабировании или при компрессировании. Рассмотрим пример представленный на рисунке 3.4, отличающийся тем, что при оценке относительных дебитов пластов самыми информативными оказались наиболее простые с технологической точки зрения исследования. Как было описано ранее, механическая расходометрия работает на пределе чувствительности, вследствие низкой скорости потока флюида в стволе, а в случае нижнего пласта, нефть барботирует через воду. Термометрия позволяет определить относительные дебиты пластов на основе анализа термограммы в работающей скважине выше интервалов притока. Характер изменения температуры по глубине, в этом случае определяет теплообмен движущейся по стволу жидкости с окружающей средой.

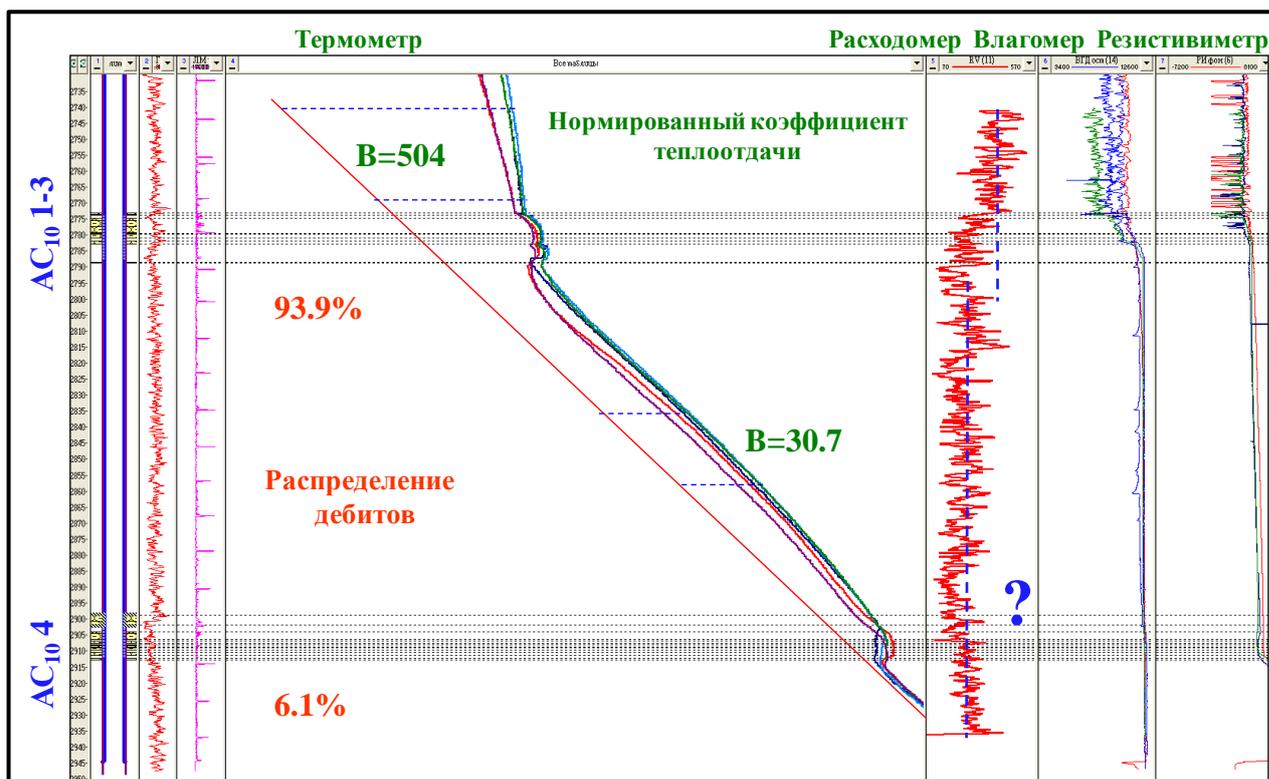


Рисунок 3.4 – Планишет ПГИ отражающий ограничения ПГИ при слабом притоке из многопластовой залежи

Интенсивность теплообмена определяется нормированным коэффициентом теплоотдачи [5], величина которого оценивается по формуле:

$$B = \frac{c_v \cdot Q \cdot f(t)}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \dots\dots\dots(1)$$

где c_v -объемная теплоемкость флюида; Q – дебит; λ - теплопроводность окружающей среды, $f(t)$ - функция, зависящая от продолжительности течения и тепловых свойств среды.

Таким образом, с точностью, с которой свойства движущейся флюида и окружающей среды можно считать постоянными, величина параметра « B » пропорциональна дебиту. Эта величина может быть, в частности, оценена по величине площади между термограммой и фоновой температурной кривой в заданном интервале глубин и разности отсчетов по термограмме в этом же интервале $B=S/\Delta T$, что схематично показано на рисунке 3.5.

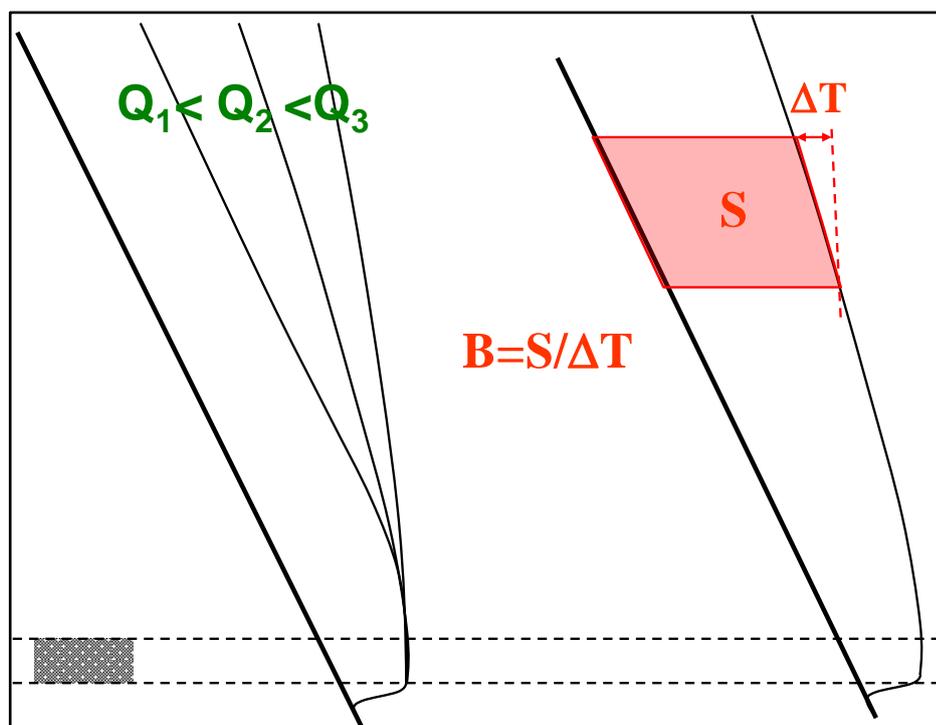


Рисунок 3.5 - Геометрический смысл нормированного температурного коэффициента.

В рассматриваемом примере дебит нижнего пласта (I), оцененный в интервале Π^* характеризуется значением $B=30.7$, суммарный дебит I и II пластов, оцененный в интервале Π^* , характеризуется значением $B=504$ (рис.4). Таким образом, доля верхнего пласта в суммарном дебите преобладает, составляя около $\approx(504-30.7)/504= 0.94$. Полученная оценка согласуется с результатами механической расходомерии: в пределах верхнего пласта фиксируется некоторое приращение скорости потока, а скорость ниже данного пласта находится за пределами чувствительности метода.

Позднее будет выполнена попытка использовать такой же подход к анализу температурного поля в горизонтальной скважине, которая может обладать схожими начальными условиями.

3.2 Исследование информативности термометрии при переходных процессах на основе стационарных оптоволоконных датчиков

Первый опыт применения оптоволоконных систем для проведения термометрии был получен в конце 30-х годов XX века, поэтому, на сегодняшний день достигнут существенный прогресс как и в технологическом, так и в методическом аспекте измерений. Ценность информации получаемой с помощью распределенных оптических датчиков температуры (Distributed Temperature Sensing – DTS) заключается в том, что данные поступают в режиме реального времени в процессе работы скважины, а также по всей протяженности

установленного в скважине оптоволокну с заданной дискретностью по глубине и частоте замеров.

По сравнению с традиционной скважинной термометрией DTS обеспечивает большую частоту замеров при достаточной точности, что открывает дополнительные возможности анализа динамических процессов работы скважины. В ряде случаев установка оптоволокну совместно с заканчиванием скважины позволяет проводить исследования в тех случаях, когда традиционный спуск прибора на кабеле невозможен по технологическим причинам. Метод обладает потенциалом для решения следующих задач:

- выделение работающих интервалов;
- определение профиля притока/приемистости;
- определение состава притока (в т.ч. прорывы воды, пара)
- выявление заколонных перетоков, негерметичностей и др.

Обширная потенциальная информативность неизменно несет в себе факторы неоднозначности интерпретации исследований, в связи с чем, появляется необходимость привлечения дополнительной информации, полученной из других источников. Построение комплексной многофакторной термической модели, учитывающей все необходимые для решения уравнений неизвестных, требует высокого количества и качества входных данных, в том числе температурных свойств горных пород и флюидов в пластовых условиях, предыстории работы скважины, фильтрационных параметров пластов и пластовое давление. Таким образом, для использования такого подхода необходимо тщательное планирование и проведение качественных исследований, в том числе на стадии испытаний скважин, если речь идет о многопластовой залежи. Также, прямое измерение температурных свойств пород требует высокой квалификации, так как в зависимости от способа измерения, полученные значения могут отличаться в разы [128]. В реальности, зачастую, необходимых данных не хватает, и интерпретатору приходится принимать ряд допущений, что порождает субъективность интерпретации.

Другой путь исследования заключается в максимальном использовании возможностей, предоставляемых DTS, а именно в изучении динамических процессов в скважине, в том числе на ранних стадиях исследования. С одной стороны, требуется разработка методики обработки нестационарных процессов смешивания разнотемпературных флюидов в стволе скважины, а с другой – программы исследований скважины, с учетом специфики оборудования DTS.

К сожалению, на данный момент в распоряжении автора отсутствует опыт реализации ОВС-термометрии в горизонтальной эксплуатационной скважине. Для иллюстрации потенциальной информативности метода эффекта рассмотрим следующий пример.

На основании оборудования ЗАО «Лазер Солюшенс» совместно с ОАО «ГПН-ННГГФ» были проведены замеры в вертикальной скважине, вскрывающей два пласта. Для исследований использовалось оборудование, которое состояло из распределенной волоконно-оптической системы измерения температуры (DTS) и распределённой волоконно-оптической акустической система (DAS), а также специализированного геофизического волоконно-оптического кабеля-сенсора со встроенной токопроводящей жилой для питания стандартного прибора, установленного на конце кабеля.

Здесь необходимо подчеркнуть следующие особенности. Во-первых, компрессирование в условиях низкой проницаемости дает слабый и нестабильный приток. Конкретно в этом примере, интенсивность вызванного притока оказалась недостаточна для регистрации механическим расходомером. Скорость потока оказалась ниже порога чувствительности прибора, что не позволило оценить процентный вклад, да и вообще отследить факт работы обоих пластов. Однако, нестабильная работа скважины, а временами и пульсирующий приток позволили частично продемонстрировать ключевые возможности стационарного мониторинга температуры с помощью DTS.

Для иллюстрации этих возможностей из общего массива данных была сделана выборка температурных кривых, соответствующих отдельным временным интервалам. Если бы мы провели замер датчиком температуры на кабеле, то получили бы картину аналогичную рисунку 3.6.

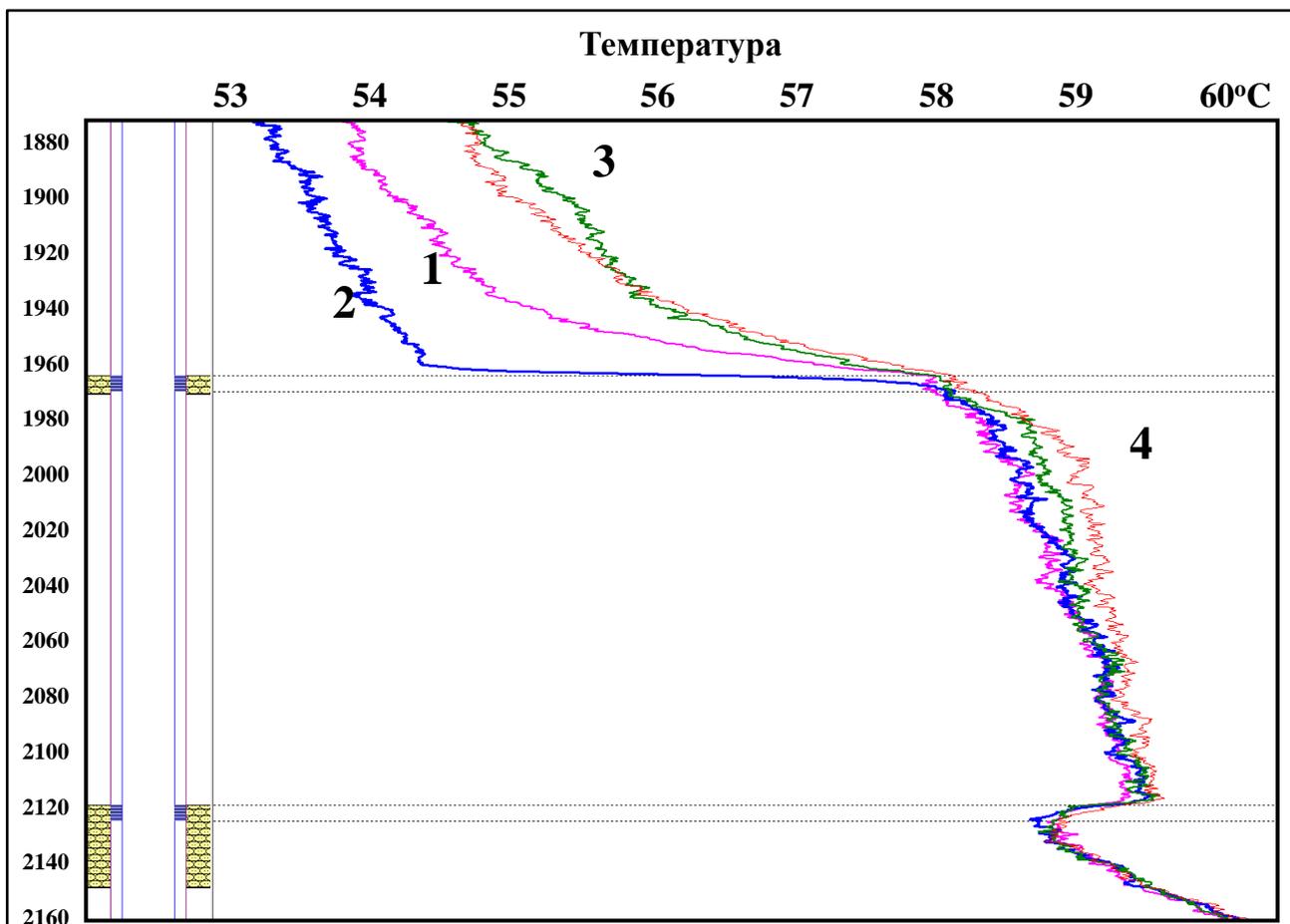


Рисунок 3.6 - Температурные кривые, записанные с помощью оптоволоконного датчика температуры в процессе компрессирования скважины. 1-4 - термограммы (1- фоновая, 2- на начальной стадии компрессирования, при репрессии на пласт, 3- при срабатывании пусковой муфты, 4- при стравливании).

На рисунке 3.6 представлено по одной кривой для: фонового замера, режима закачки азота, срабатывания пусковых муфт и стравливания, хотя, на самом деле, их записано великое множество. В целом, такой традиционный подход позволяет выполнять поставленные перед исследованием задачи и ОВС-термометрия не имеет существенных преимуществ перед замером однодатчиковым термометром. С другой стороны на таком примере можно выделить важные, потенциально информативные эффекты.

Если воспользоваться возможностями оптоволоконной термометрии и отстроить температурные кривые через меньшие промежутки времени, на наиболее интересных временных интервалах, соответствующих переходным процессам, то можно наблюдать детальную картину роста и распространения аномалий. Например, на рисунке 3.7 можно проследить, как флюид задавливается в пласт при нагнетании азота. Стрелкой показано направление смещения кривых.

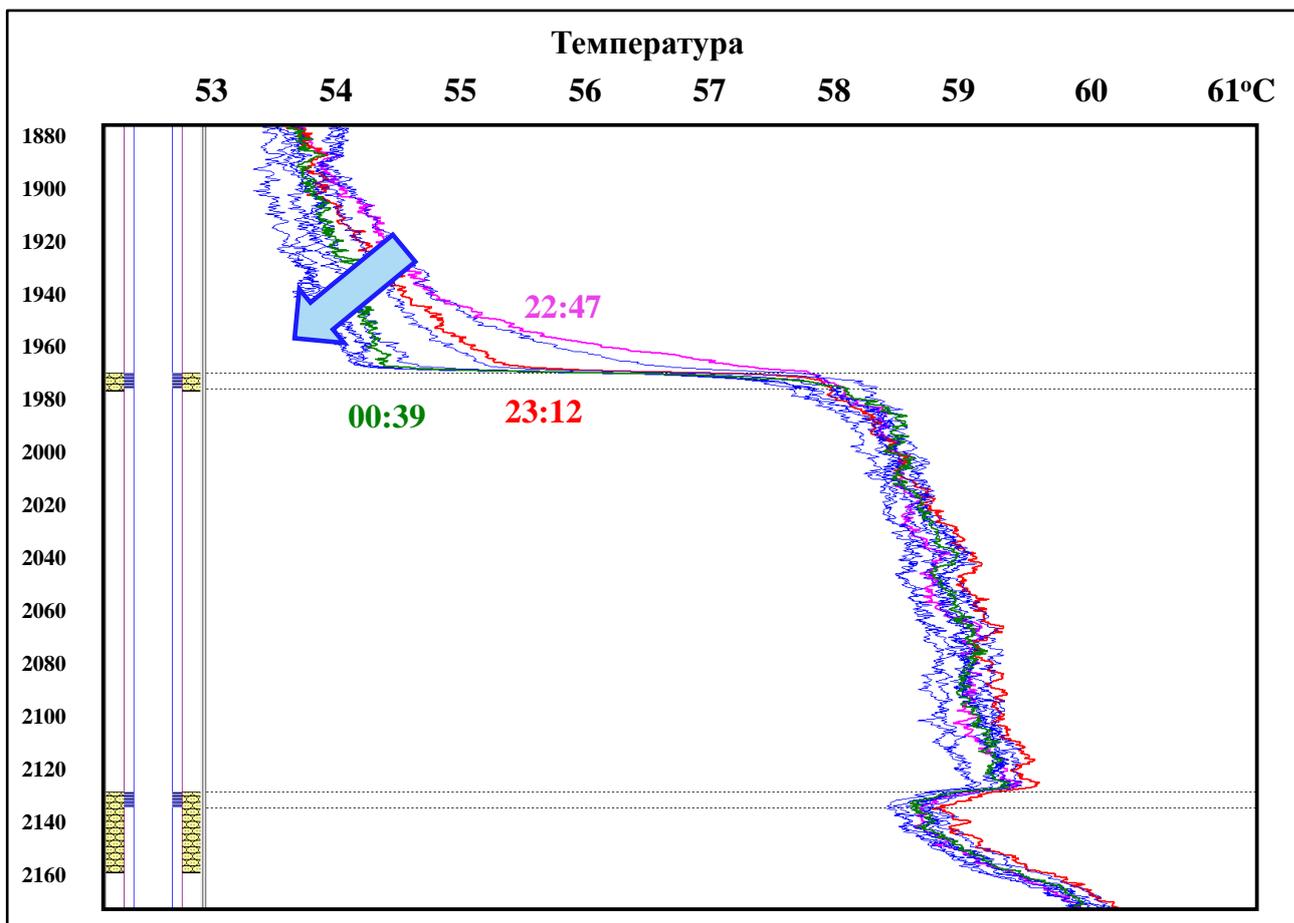


Рисунок 3.7 - Динамика температурного поля во времени при создании репрессии на пласт.

Шифр кривых – время записи термограмм [ч:м]

Схожую картину можно наблюдать после срабатывания пусковых муфт и формирования теплового поля от запуска скважины на рисунке 3.8. Однако, здесь уже происходит закономерный положительный рост аномалий в противоположную сторону.

Такое представление выборочных зарегистрированных кривых демонстрирует, что переходные процессы, хорошо видимые на записях распределенной ОВС-термометрии, но скрытые при реализации традиционной термометрии на кабеле, очевидно, несут в себе потенциальную информативность о дебите и даже составе притока.

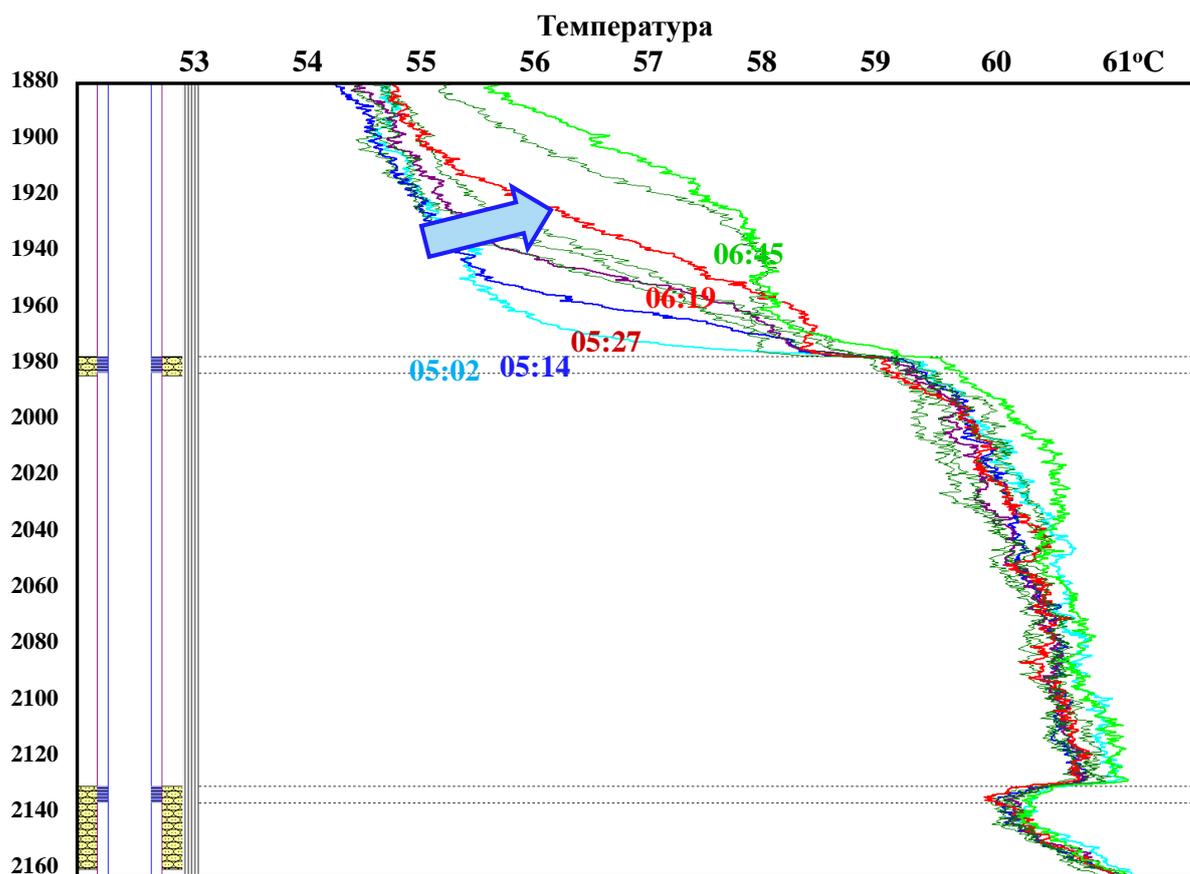


Рисунок 3.8 - Динамика температурного поля во времени при запуске. Шифр кривых – время записи.

Поведение температурных кривых во времени подсказывает возможные подходы к оценке дебита. Задача может быть решена, например, на основе анализа скорости распространения фронта возмущения по стволу скважины. Также, вполне реально выполнить построение функциональной зависимости между ростом площади под аномалиями и величиной дебита. При этом, в отсутствие необходимых для расчета исходных данных, например, тепловых свойств флюида и окружающей среды, возможны предельные оценки в условиях максимально возможного в условиях скважины диапазона изменения неизвестных параметров. Такой подход уже широко апробирован и неоднократно применялся в других задачах термометрии [40].

3.3 Моделирование процессов смешивания и теплопереноса

Одним из начальных способов определения информативных возможностей метода является симулирование физического поля для различных начальных условий и последующее обратное решение задачи с оценкой погрешностей результата. В данном случае целью создания модели не была интерпретация реальных промысловых данных, поэтому принят ряд

допущений, позволяющих упростить модель, сделать ее более гибкой и быстрой, при этом сохранив принципиальные особенности поведения теплового поля.

Многие компании имеют самостоятельно созданные программы для обработки термограмм, в т.ч. и DTS, включающие в себя симулятор, обеспечивающий построение модельной кривой термометрии в соответствии с выбранной для интерпретации модели. В результате перебора моделей и достижения лучшего совмещения получают интервалы притока и дебит. Однако, обработка с помощью такой программы теоретически дает неоднозначный результат, ввиду большого количества неизвестных. Затратив большие средства на лабораторные керновые исследования температурных свойств горных пород, на мониторинг жизни скважины, на предварительные испытания скважины для определения фильтрационных свойств пластов и начального давления, теоретически можно довольно успешно решить обратную задачу. Однако, нельзя отрицать что более простой, менее требовательный к входным данным метод был весьма востребован.

В качестве отправной точки была выбрана модель горизонтальной скважины, которая представляется наиболее подходящим кандидатом для стационарной DTS ввиду сложности и высокой стоимости доставки геофизических приборов на забой. Также, температурное поле в ГС имеет повышенную сложность из-за того что приток идет по всей длине ствола. Малый контраст эффектов смешивания на разных интервалах притока в отсутствие непродуктивных интервалов делает неприменимыми традиционные методы анализа, основанные на взаимодействии потока флюида в стволе скважины с окружающей средой при течении вдоль непроницаемых интервалов. Зенитный угол ствола скважины принят равным 90° , при этом геотермальный градиент отсутствует. Скважина проходит через пласт бесконечной мощности, поэтому присутствует только вертикальный плоскорадиальный приток к стволу скважины, как показано на рисунке 3.9. Отличная структура притока к стволу на концах скважины не рассматривается. При вычислении тепловых потоков, диффузия тепла в породе не рассматривается, ввиду крайне низкой скорости процесса относительно переноса тепла при фильтрации флюида.

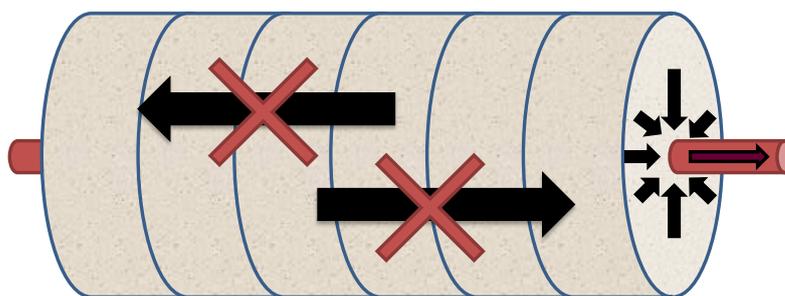


Рисунок 3.9 - Радиальный приток в вертикальной плоскости к горизонтальной скважине

Также, на данном этапе исследования, в модели не учитывались эффекты сложной структуры потока в горизонтальном стволе. Термометр менее чувствителен к расслоенному потоку в горизонтальном стволе, чем расходомер, однако, на практике встречаются эффекты на термограммах связанные с расслоением, что, в свою очередь, требует отдельного изучения.

Первичная цель симуляции - оценить влияние на термограмму протяженности разных по дебиту и/или составу интервалов притока, уровней и контрастности дебита, а также состава притока. По этой причине входными данными для модели служат поинтервальный дебит, протяженность интервалов, свойства флюида и проницаемость.

Для вычисления термограммы, решаются несколько сопряженных задач. Во-первых, исходя из дебита, рассчитывается профиль давления в пласте, по известному упрощенному выражению:

$$P(r, t) = P_{пл} - Q \frac{\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{r_c + \sqrt{\pi\chi t}}{r}\right) \dots\dots\dots (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; Q – суммарный дебит скважины; μ – вязкость; k – проницаемость; h – эффективная мощность пласта; r_c – радиус скважины; χ – пьезопроводность пласта; r – радиус контура питания.

Во-вторых, по величине депрессии и свойствам поступающего в ствол флюида рассчитывается его температура отличная от начальной пластовой за счет эффекта Джоуля-Томпсона и адиабатического эффекта. Дифференциальное уравнение баланса тепловых потоков в пласте приведено в [79] и имеет следующий вид:

$$div\lambda \cdot gradT - \gamma_p \bar{V} gradT - \gamma_p \epsilon_1 \bar{V} gradP + m\gamma_p \eta_s \frac{\partial P}{\partial t} = c_{п} \frac{\partial T}{\partial t} \dots\dots\dots (3)$$

где λ – коэффициент теплопроводности; T – температура; γ – плотность; c_p – теплоемкость при постоянном давлении; \bar{V} – вектор скорости движения флюида; ϵ – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томпсона; P – давление; m – коэффициент пористости; η_s – адиабатический коэффициент; t – время; $C_{п}$ – теплоемкость пористой среды (пористого тела и насыщающего его флюида).

Первый член отвечает за диффузию тепла и им мы пренебрегаем, на основании пренебрежимо малой величины эффекта, по сравнению с переносом тепла вместе с фильтрацией флюида. Второй задает конвекцию тепла при фильтрации через элементарный объем, третий обуславливает влияние эффекта Джоуля-Томпсона, четвертый описывает адиабатический эффект при изменении давления флюида. Правая часть отражает изменение температуры элементарного объема во времени.

После подстановки (2) в (3) и дифференцирования получаем следующее выражение:

$$\gamma c_p \frac{Q}{2\pi hr} \frac{\partial T}{\partial r} + \gamma c_p \varepsilon_1 \frac{Q^2 \mu}{4\pi^2 kh^2 r^2} - m \gamma c_p \eta_s \frac{Q \mu}{\pi kh r_c^2 + \pi \chi t} = c_{\Pi} \frac{\partial T}{\partial t} \dots\dots\dots(4)$$

Упростим и заменим входные параметры на постоянные :

$$\frac{C_1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{C_2}{r^2} + \frac{C_3}{r_c^2 + \pi \chi t} = c_{\Pi} \frac{\partial T}{\partial t} \dots\dots\dots(5)$$

Решим уравнение относительно $T(r,t)$, при граничном условии $T(r_c,0)=T_0$. Для реализации описанной модели, достаточно расчета на стенке скважины, то есть принимаем $r=r_c$. Получаем следующую функцию:

$$T(r,t) = \frac{C_3}{\pi \chi} \ln\left(\frac{r_c^2 + \pi \chi t}{r^2 + 2C_1 t}\right) + \frac{C_2}{2C_1} \ln\left[\frac{r^2}{2C_1} \cdot \left(\frac{r^2}{2C_1} + t\right)^2\right] \dots\dots\dots(6)$$

В-третьих, по полученной температуре входящего из пласта в скважину флюида выполняется простой расчет calorimetricheskogo смешивания в стволе скважины, как показано на рисунке 3.10.

$$Q_{sum}[i-1] \cdot T_{sum}[i-1] \cdot C_{sum}[i-1] + Q_{in}[i] \cdot T_{in}[i] \cdot C_{in}[i] = Q_{sum}[i] \cdot T_{sum}[i] \cdot C_{sum}[i] \dots\dots\dots(7)$$

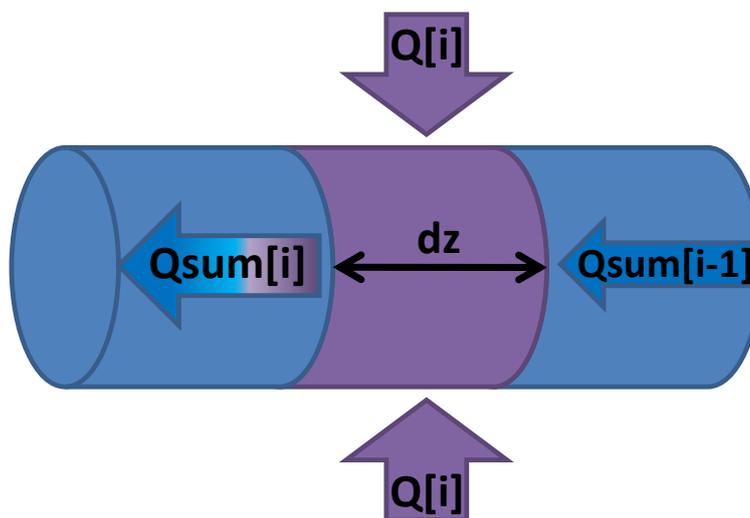


Рисунок 3.10 - Схематичное изображение модели смешивания в стволе скважины

3.4 Анализ результатов моделирования

При рассмотрении стабильных процессов (десять минут после запуска скважины или изменения режима работы), анализ амплитуды аномалий не дает однозначного количественного решения о количестве и составе притока, ввиду большого числа неизвестных параметров. Например, увеличенная положительная аномалия может быть обусловлена как повышенным относительным дебитом, так и притоком флюида с большим коэффициентом Джоуля-Томпсона: например, приток воды на фоне притока нефти. Изучение переходного процесса (минуты после запуска или смены режима) на термограмме должно позволить определить относительный дебит по всей длине продуктивного интервала, что позволит на более поздних временах, попытаться по амплитуде аномалий, определить коэффициент Джоуля-Томпсона для поступающего флюида, следовательно, и его состав.

Как уже отмечалось ранее, оптоволоконная измерительная система имеет ограниченную точность измерения при опросе кабеля с высокой частотой. По этой причине, важным показателем информативности является амплитуда аномалии, то есть контрастность того или иного эффекта. Рассматривая случай запуска новой скважины, можно отметить, что эффект Джоуля-Томпсона проявляется себя не мгновенно, а постепенно нарастает со временем по логарифмическому закону. Следовательно, невозможно уверенно ожидать, что разница между влиянием различных коэффициентов Джоуля-Томпсона, например, для нефти и для воды, на ранних временах будет зарегистрирована аппаратурой. Рассматривая рисунок 3.11 можно визуально отметить расхождение кривых лишь спустя 1000 секунд, при этом, понятно, что динамические эффекты смешивания уже практически не будут выделяться из-за стабилизации потока в стволе скважины.

На рисунке 3.12 приведен пример расчета температурного поля для горизонтального участка ствола скважины длиной 148м, на котором приток идет по всей протяженности с разными дебитами (5 интервалов), а на одном интервале ближе к «носку» присутствует приток с повышенным дебитом (прорыв закачиваемой воды). По оси абсцисс отложено расстояние от забоя. В качестве фоновой температуры принято постоянное значение на заданной глубине 70 °С. На графике приведены температурные кривые через 125, 500, 1000 и 5000 секунд после запуска скважины.

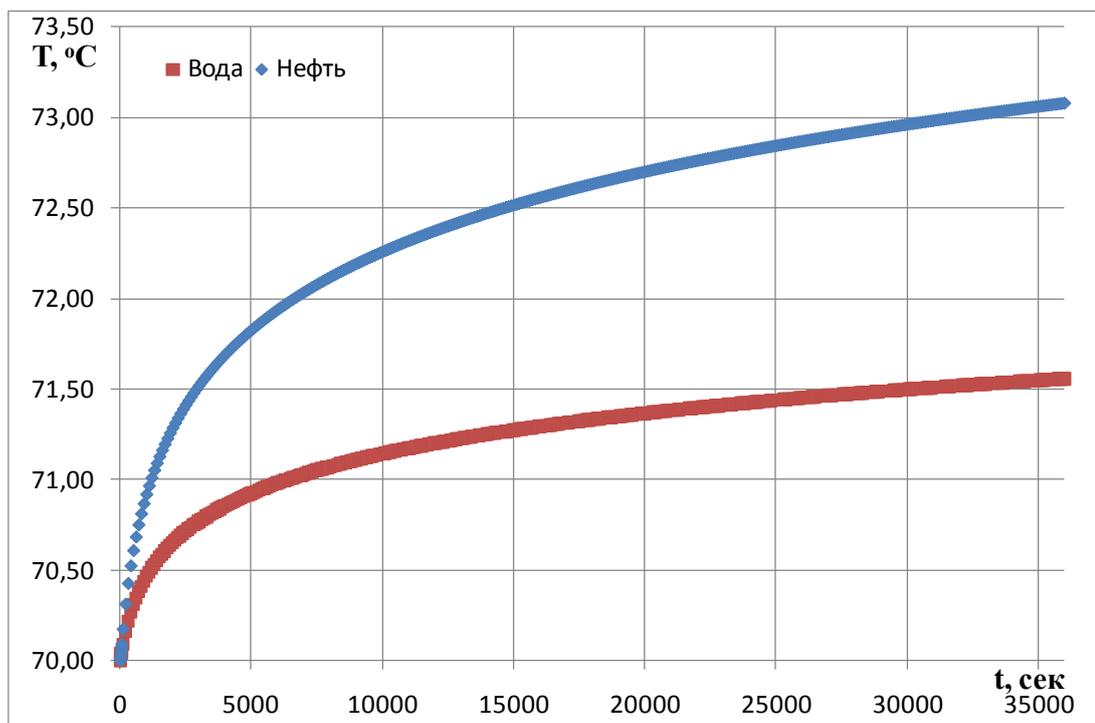


Рисунок 3.11 - Рост температуры выхода флюида вследствие эффекта Джоуля-Томпсона, для воды – голубая кривая, для нефти – бордовая кривая.

Как видно, амплитуда аномалий нарастает постепенно, и границы интервалов в достаточной степени сглажены. В мелком масштабе, на верхней части рисунка 3.12, границ интервалов практически совсем не видно. В существенно более крупном масштабе, но раннем времени, границы интервалов притока различной степени интенсивности выделяются достаточно уверенно. Красная кривая показывает температурную кривую через 125 секунд после запуска скважины и как видно, порядок различий амплитуд составляет 10^{-3} . По всей видимости, оптоволоконной аппаратуры, которая позволяла бы раз в две минуты измерять температуру с точностью 0,001 пока не представлено на рынке.

По этой причине, необходимо определить иные эффекты или условия измерения для повышения информативности анализа. С одной стороны требуется повышение контрастности амплитуд аномалий, для того чтобы их различие могло быть зарегистрировано реальной аппаратурой. С другой стороны, при первом запуске фон в горизонтальной скважине не является однородным и уж тем более, при ее остановке температурный профиль будет в определенной степени неоднородным. Какие-то интервалы прогреваются более интенсивно, какие-то практически не работали и быстро возвращаются к геотермальным значениям температуры. Когда скважина будет вновь запущена, начнется движение сформировавшегося профиля фоновой температуры, которое может нести в себе информацию о дебите интервалов.

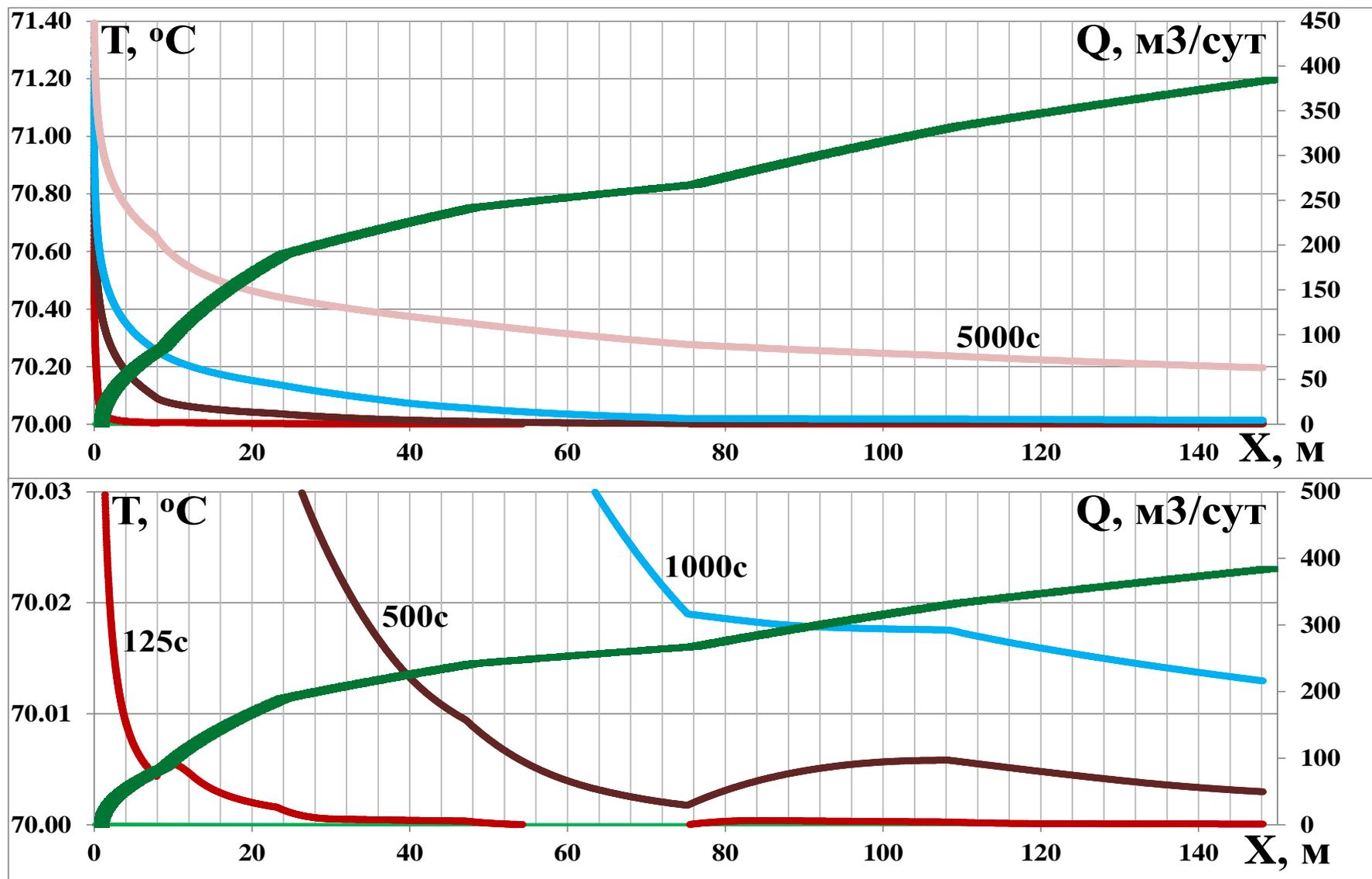


Рисунок 3.12 - Симуляция температурного поля в горизонтальном стволе. Шифр кривых – время замера в секундах. Зеленая кривая – расход в стволе скважины.

Так при каких же условиях контраст температурных аномалий будет больше? Для принципиальной оценки информативности обратимся к максимально контрастному случаю – горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), где между работающими портами приток отсутствует. В этом случае, переходный процесс позволяет однозначно определить дебит, не смотря на различия в составе притока, а, следовательно, и в коэффициенте Джоуля-Томпсона. Был выполнен расчет для скважины с тремя трещинами гидроразрыва, расположенными перпендикулярно стволу скважины, что показано на рисунке 3.13.

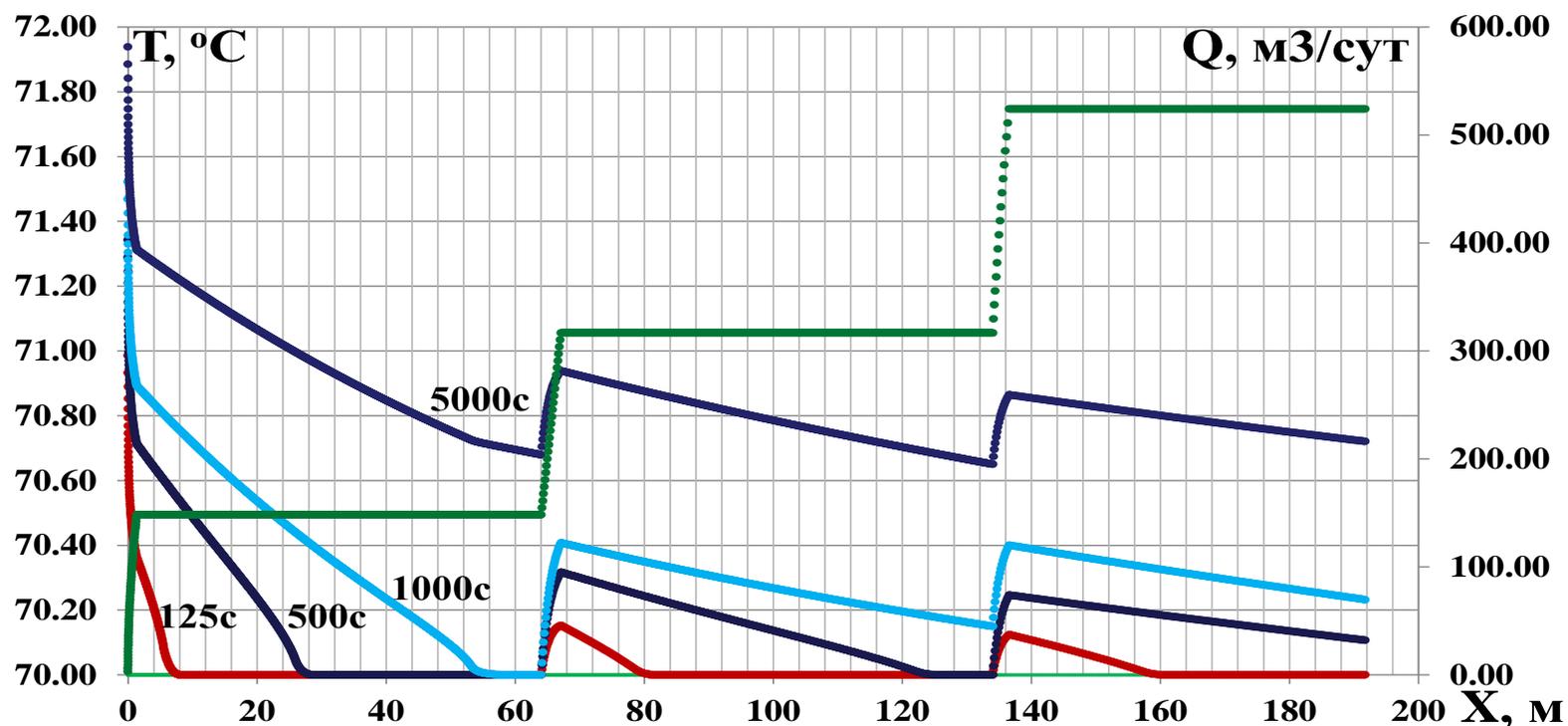


Рисунок 3.13 - Симуляция температурного поля в горизонтальном стволе с МГРП. Шифр кривых – время замера в секундах. Зеленая кривая – расход в стволе скважины.

Здесь три интервала работают с примерно одинаковым дебитом (по 155м³/сут), между ними приток в скважину отсутствует, визуализирован замер температуры через 125, 500, 1000, 5000 секунд. В качестве фоновой температуры – постоянное значение 70°C. Замеры

через 125 и 500 секунд отражают четкую границу между зоной куда дошло возмущение и где сохраняется фоновое значение – фронт распространения температурной аномалии. В начальный момент времени происходит внедрение флюида из пласта и создание небольшой аномалии, которая далее распространяется со скоростью движения флюида в стволе скважины.

При чем расчет вариантов для разного состава притока (воды или нефти), поступающего из центрального интервала показывает, что состав не оказывает влияние на скорость распространения флюида на рисунке 3.14.

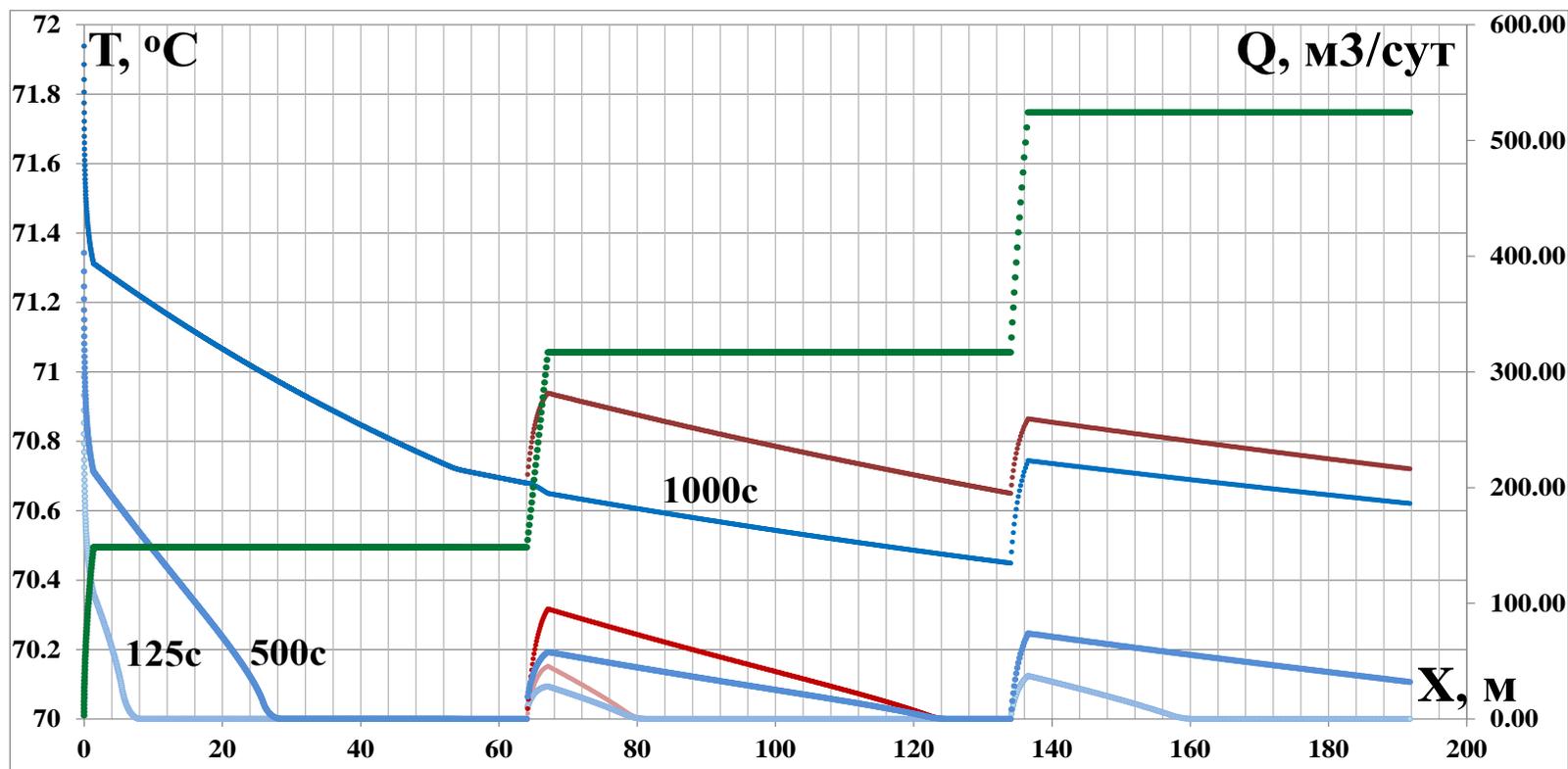


Рисунок 3.14 - Рассчитанное температурное поле в случае притока из трех портов скважины с МГРП для двух вариантов: голубые кривые – средний интервал работает нефтью, красные кривые – средний интервал работает водой. Зеленая кривая расход флюида в стволе скважины. Шифр кривых – время записи в секундах.

Очевидно, что при увеличении коэффициента Джоуля-Томпсона амплитуда аномалий растет, но фронт возмущения распространяется с постоянной скоростью, т.е. от свойств флюида не зависит. Подтверждение этого иллюстрируется на рис. 6, где выполнено сравнение форм кривых через 125, 500, 5000 секунд, для случаев, когда средний пласт работает нефтью или водой. Как видно, положение фронта возмущения не зависит от состава флюида, следовательно, скорость распространения определяет только дебит, откуда можно сделать следующий вывод – скорость передвижения по стволу скважины устойчивой аномалии является характеристикой скорости потока в стволе, а, следовательно, и поинтервального дебита.

Этот принцип можно проследить в методе «горячей водяной пробки», изложенный в работе [100]. Метод заключается в следующем: пласт, вскрытый горизонтальной скважиной, в который длительное время ведется закачка холодной воды, существенно остывает, вплоть до температуры нагнетаемой воды и длительное время сохраняет эту температуру после остановки нагнетания. Таким образом, при остановке, температура воды в скважине напротив принимающего пласта остается практически постоянной и нагревается непосредственно над ним. После повторного запуска скважины нагретый вышележащими пластами за время остановки объем воды двигается по скважине со скоростью, которая зависит от приемистости отдельных интервалов. Чем больше принимается воды, тем больше снижается скорость «горячей водяной пробки». Перемещение этой «пробки» хорошо отслеживается с помощью DTS, в том числе за счет контраста температуры.

Представленный на рисунке 3.14 пример характеризуется однородным фоном, что позволяет произвести анализ динамики площади между кривой фоновой термограммы и текущего замера. Такой подход к анализу достаточно распространен при анализе термометрии.

Для того чтобы установить зависимость приращения площади во времени от дебита выполнена серия расчетов, которые показали следующие особенности. При анализе на ранних временах (до 150 секунд), связь хорошо описывается линейной зависимостью с небольшим отклонением в зоне больших дебитов, как показано на рисунке 3.15.а. Поздней функция искажается и приобретает логарифмический характер, как на рисунке 3.15.б. Такое поведение объясняется тем, что температурные свойства пород и флюида проявляют себя с небольшой задержкой, что позволяет пренебречь ими на ранних стадиях исследования, но требует учета на поздних.

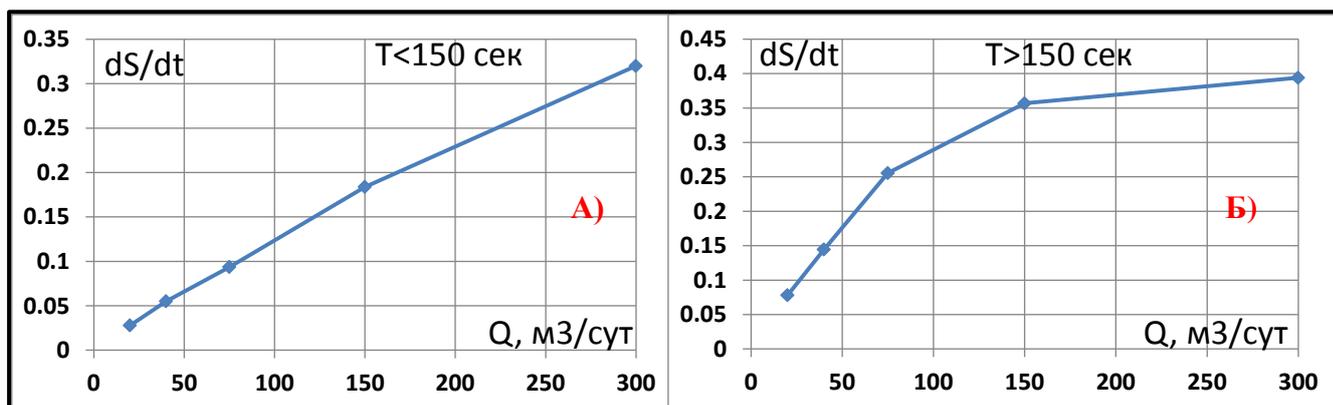


Рисунок 3.15 - Зависимость приращения площади температурной аномалии во времени от дебита. Соответственно А – замер до 150 секунд после пуска скважины, Б – после 150.

Для добывающей скважины, связанной с пластом по всей длине горизонтального ствола, необходимо специально создать условия, позволяющие осуществить регистрацию оптоволоконными датчиками. Как было отмечено выше, простой запуск скважины не дает достаточной контрастности аномалий. По аналогии с методом «горячей водяной пробки» можно предложить следующий пример контрастного фона, миграцию которого можно отследить.

Пусть горизонтальная скважина вскрывает пачку пластов с двумя непроницаемыми поропластами-перемычками, что схематично изображено на рисунке 3.16. Пласты залегают под углом, поэтому скважина вскрывает как продуктивные, так непродуктивные пропластки. Таким образом, в скважине сформированы 5 интервалов, где 3 проницаемы, а два других нет. При этом, проницаемость продуктивных интервалов, уменьшается сверху-вниз. Понятно, что для этого случая модель плоского радиального притока не подходит, но пропластки одинаковой толщины вскрываются практически под одинаковым углом, поэтому геометрический скин-фактор во всех пяти случаях будет одинаковым. В итоге, полученная ошибка повлияет на все интервалы в одинаковой пропорции, поэтому сохраним исходные допущения для демонстрации принципиальных эффектов, учитывая, что абсолютные значения амплитуд аномалий могут быть некорректными, а относительные - верны.

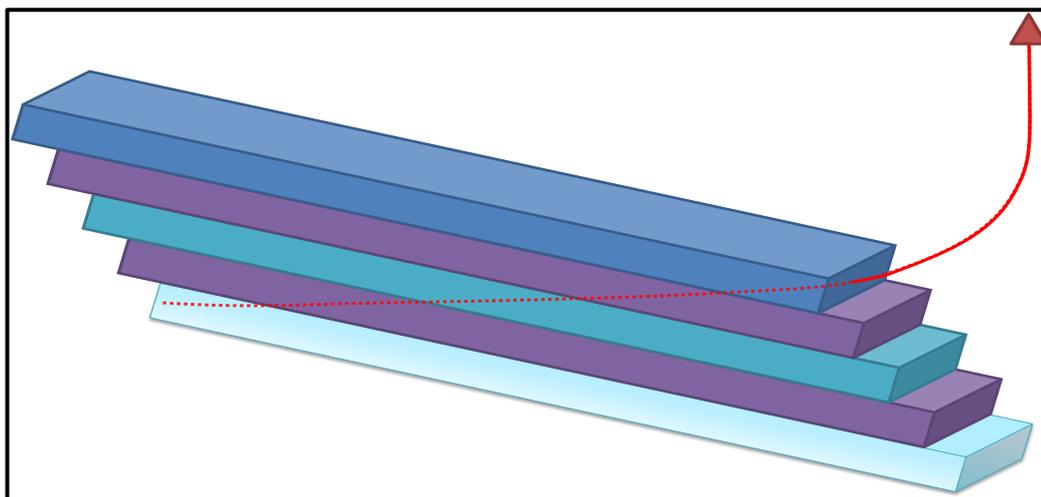


Рисунок 3.16 Схематичное изображение горизонтальной скважины, вскрывающей несколько различных по свойствам пропластков.

Пусть скважина отработала одни сутки, остановлена и некоторое время температурное поле релаксирует. Сформировавшееся поле является фоном для последующего запуска и наибольший интерес представляет его динамика.

Описанный пример, рассчитанный в симуляторе, приведен на рисунке 3.17. Розовая кривая показывает сформировавшееся после суток работы псевдно-стабильное температурное поле, на котором границы интервалов неразличимы. После остановки, происходит релаксация с выделением положительными аномалиями работавших интервалов – зеленая кривая. Непродуктивные интервалы остывают быстрее, так как они прогреты только за счет соседних пластов и потока флюида в стволе скважины, а значит на меньшую глубину. После повторного пуска скважины начинается передвижение фоновой кривой вверх по стволу скважины, при этом происходит ее деформация.

Записанная через 125 секунд после запуска кривая сохраняет характерные для фона аномалии, смещенные и несколько растянутые по оси абсцисс. Перемещение кривой проще всего отслеживать по локальным максимумам/минимумам, точкам перегиба. Зная перемещение каждой такой точки, можно определить скорость потока флюида на локальном участке ствола скважины. В принципе, ничто не мешает выполнить совмещение любых участков кривых, перемещая одну из них по X, если они не сильно деформированы, однако, максимальную точность будет иметь отслеживание характерных точек.

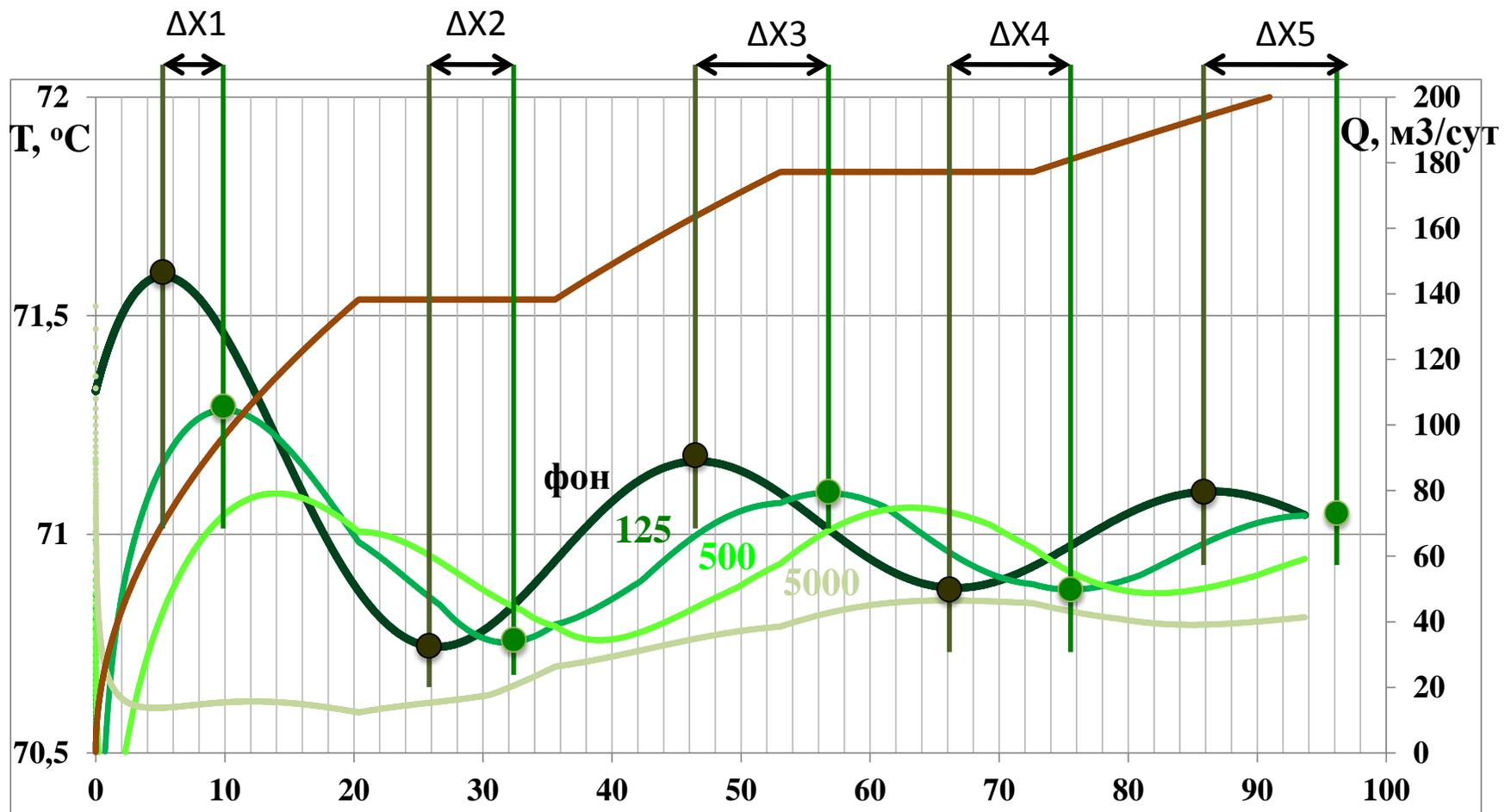


Рисунок 3.17 - Рассчитанное температурное поле в случае притока из трех продуктивных интервалов, разделенных двумя непродуктивными.

Бордовая кривая - расход флюида в стволе скважины. Шифр кривых – время записи в секундах.

В данном примере можно выделить примерно пять характеристических точек и соответствующих им интервалов. По каждому из интервалов определен дебит и сопоставлен с входными данными по дебиту на графике представленном на рисунке 3.18. Получена линейная зависимость с высоким коэффициентом корреляции, при этом коэффициент А ($y=ax+b$) не равен единице. То есть присутствует смещение, вероятнее всего, связанное с ошибкой в привязке пересчитанной скорости к конкретной точке интервала.

То есть, определив по какому-либо отдельно-взятому интервалу скорость потока, мы находим среднюю скорость на данном интервале, а не в отдельно взятой точке. Чем больше интервал, тем больше неточность привязки. Исходя из этого, имеет смысл выполнять совмещение по всей протяженности кривой, а не только по характерным точкам.

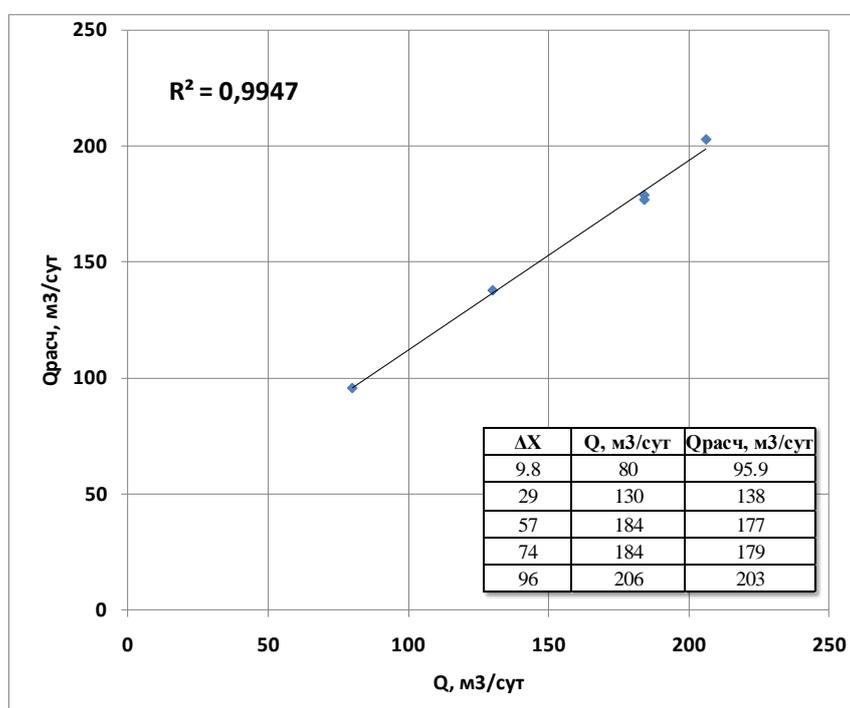


Рисунок 3.18 Сопоставление фактических и расчетных дебитов.

Способ отслеживания перемещения и деформации фоновой кривой позволяет работать с аномалиями, величина которых, вполне поддается регистрации оптоволоконным датчиком. Аналогично хорошей информативностью способ обладает в случае скважины с МГРП, то есть с протяженными неработающими интервалами.

К примеру, оптоволоконные системы фирмы ЗАО «Лазер Солюшенс», которые работают на эффекте рассеяния Манделъштама – Бриллюэна. Выбор производителем именно этого типа рассеяния имеет ряд преимуществ по сравнению с комбинационным рассеянием. Существуют некоторые трудности по регистрации рассеяния Манделъштама – Бриллюэна, однако, современное оборудование справляется с этой задачей не хуже, чем регистраторы

комбинационного рассеяния. При этом, метрологические характеристики обоих типов оборудования примерно похожи. Подбор правильной методики измерения заключается в выборе оптимального для конкретной задачи баланса между частотой замера, точностью и пространственным разрешением. Для облегчения подбора методики, специалистами ЗАО «Лазер Солюшенс» была построена специальная палетка, представленная на рисунке 3.19, показывающая зависимость между продолжительностью измерений и среднеквадратическим отклонением (СКО) полученных значений. Шифр кривых - пространственное разрешение измерения.

В первую очередь, следует отметить, что для анализа переходных процессов преимущественным требованием является высокая частота замеров для отслеживания динамики температурного поля. Поэтому, по палетке подходит временной интервал замера не более 100 секунд. Рассмотрим для примера длительность 30 секунд. Судя по палетке, на выбранном временном интервале, СКО зависит от пространственно разрешения нелинейно. С уменьшением шага по глубине скорость ухудшения точности нарастает. Выберем для анализа пространственное разрешение 1,5 метра, то есть аппаратура будет усреднять температуру на интервале полутора метров. В этом случае, появляется соответствующая погрешность в отслеживании миграции сформированного температурного фона. Однако, с такими условиями СКО составляет чуть более 0,2 °С.

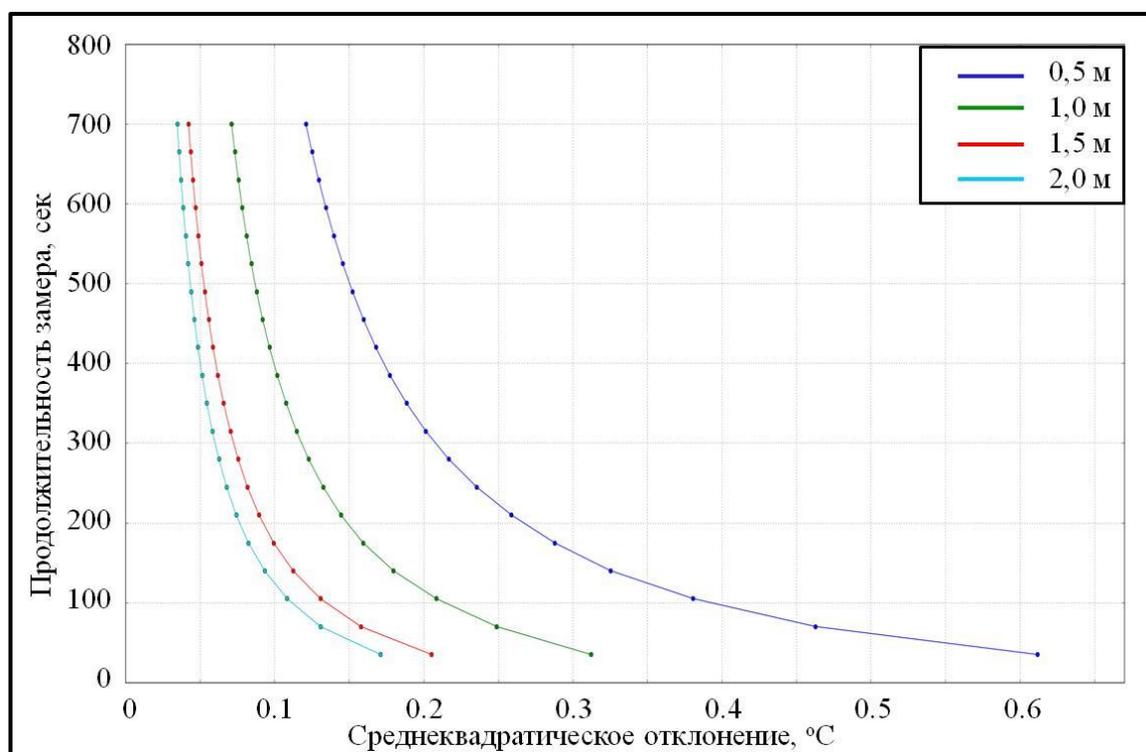


Рисунок 3.19 Зависимость среднеквадратического отклонения от продолжительности замера. Шифр кривых – пространственное разрешение.

На основании этих аппаратных особенностей, можно изобразить, как будет выглядеть аналогичное рисунку 3.17 исследование при выбранной методике замера. На рисунке 3.20 нанесены диапазоны отклонения измеренной величины в соответствии с СКО, замеры усреднены с шагом 1,5метра. При визуальном анализе становится ясно, что такая погрешность существенно влияет на результат измерения и возможности анализа. Только способ отслеживания миграции точек локальных максимумов и минимумов остается устойчивым в данной условиях. При этом пространственное разрешение вполне достаточно.

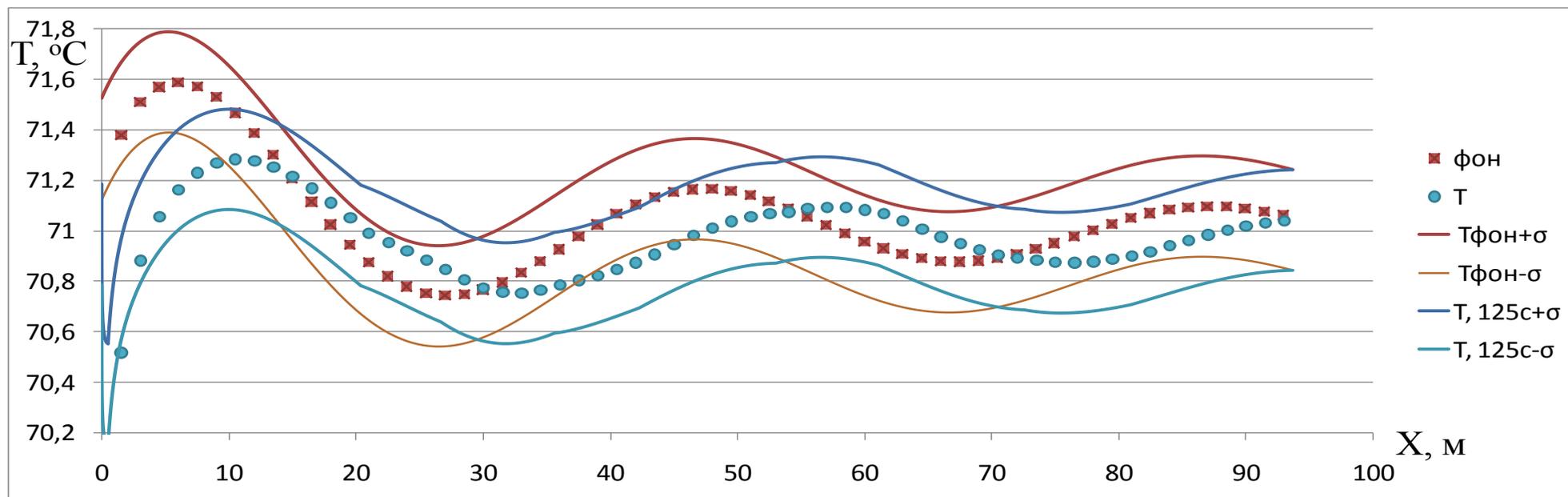


Рисунок 3.20 График фоновой и динамической температуры с интервалами СКО и усреднением каждые 1,5 метра.

Таким образом, в качестве необходимой точности, на которую следует настраивать измерения переходных процессов $0,1^{\circ}\text{C}$. Допустимо снизить дискретность замеров по глубине до 3-х метров, и, так как сопоставляются кривые фоновых замеров и через 125 секунд, увеличить время замера до 125 секунд. Примерно такие настройки измерительного аппарата требуются для отслеживания переходного процесса в горизонтальном стволе.

С другой стороны, для отслеживания локальных аномалий характерных для отдельных пропластков и интервалов притока необходимо большее пространственное разрешение, максимально возможное, которое может дать оптоволоконно. Обычно называется разрешение 0,2-0,4м.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать важный вывод. Оптимальная программа исследования должна учитывать аппаратурные возможности ОВС и стремиться к созданию контрастных температурных аномалий в стволе скважины.

В общем случае можно порекомендовать следующий порядок измерений.

1) Длительный период отработки скважины (не менее 5 суток), стабилизация температурного поля. Замер оптоволоконном с высокой точностью (раз в 30мин) и пространственным разрешением (0,2-0,4м).

2) Остановка скважины. В течение 30 минут проводить запись один раз в две минуты, пространственным разрешением 3м. Далее, в течение 12 часов наблюдать формирование статического поля температур.

3) Запуск скважины на технологическом режиме. В течение 30 минут проводить запись раз в две минуты, с пространственным разрешением 3м. Далее, в течение 12 часов наблюдать формирование поля температур с высокой точностью (раз в 30мин) и пространственным разрешением (0,2-0,4м).

Для исследования вводящейся в эксплуатацию горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом исследование нужно начинать сразу при запуске скважины, для того чтобы отследить процесс внедрения пластового флюида в ствол скважины и миграцию фронта внедрения. Аналогичным случаем является горизонтальная скважина вскрывающая коллектор с низкой матричной проницаемостью и преимущественным притоком по трещинам. Для таких скважин к описанной выше программе необходимо прибавить предварительную запись, сразу после запуска скважины на технологическом режиме. В течение 30 минут проводить запись раз в две минуты, с пространственным разрешением 3м. Далее, в течение 12 часов наблюдать формирование поля температур с высокой точностью (раз в 30мин) и пространственным разрешением (0,2-0,4м). Далее пункты 1-3 из приведенной выше программы.

Если для определения профиля притока методика выстраивается достаточно просто, то для определения состава притока готового решения пока нет. Следуя концепции стационарных измерений, нужен простой метод, который будет устойчив к входным параметрам. В идеале, посторонние исследования (лабораторный анализ тепловых свойств керна, испытания, ГДИС и т.д.) не должны быть необходимы, а лишь повышать надежность интерпретации в случае наличия такой информации.

Проще всего реализовать определение состава притока для скважины с МГРП. Уникальность этого случая заключается в наличии сразу двух информативных эффектов. Сначала формирование и распространение температурных аномалий в скважине, а позднее, стабилизация температурных кривых напротив неработающих интервалов. Соответствующие им физические процессы – эффект Джоуля-Томпсона, калориметрическое смешивание и теплообмен с обсадной колонной вмещающими породами.

Интерпретация переходных процессов, как было описано ранее, позволяет определить дебит, поступающий из каждого порта. По аналогии с вертикальными скважинами, по неработающим интервалам можно рассчитать коэффициент B . Однако в этом случае, уже не дебит является неизвестным параметром, а теплоемкость флюида в стволе.

Исходя из рассчитанной теплоемкости возможно было бы оценить состав флюида, однако, здесь возникает следующая проблема. В оценку коэффициента B всегда включена погрешность, связанная со знанием тепловых свойств пород и их однородностью, однако, в случае расчета дебита, диапазон изменения этих свойств достаточно узок по сравнению с перепадом дебита. Здесь, же диапазоны изменения теплоемкости флюида и тепловых свойств пород примерно совпадают, а значит пренебречь ими нельзя. Таким образом, в общем случае, исходя из предположения, что горизонтальная скважина вскрывает различные литотипы с разными тепловыми свойствами, можно только выявить факт изменения состава притока. Принципиально, тепловые свойства не меняются, поэтому при изменении коэффициента B , можно утверждать о смене состава притока.

Для упрощенного случая, где скважина с МГРП вскрывает пласт с однородными свойствами, возможно полное определение и профиля и состава притока. Анализ на основе такого приближения может быть полезен для контроля проведенного МГРП, оценки размеров трещины, определения интервалов притока.

3.5 Выводы

Резюмируя анализ, представленные в данной главе нужно отметить следующее.

Распределенная термометрия стационарным оптоволоконным датчиком имеет ряд аппаратных ограничений. В их числе и пространственное разрешение, погрешность и частота замеров. Эти параметры взаимосвязаны, поэтому необходимо использование функциональных зависимостей (в рассмотренном примере - палетка), позволяющих с максимальной эффективностью проводить исследования.

В работе рассмотрены ограничения традиционных подходов, использующих многопараметрические физико-математические модели для интерпретации результатов термометрии.

Путем численного моделирования, выбраны информативные эффекты, вызванные переходными процессами, протекающими в скважине, поддающиеся обработке без привлечения большого числа сторонних входных параметров. Определены границы применимости методик исследования и интерпретации для определения профиля и состава притока. Предложена оптимальная программа проведения замеров, включающая настройки измерительной аппаратуры.

Повсеместный охват скважин забойными датчиками давления и перспектива оснащения скважин стационарными системами контроля геофизических параметров, в частности температуры, открывает возможности изучения удаленной от скважины области пласта.

Определение энергетического потенциала и геологических свойств в межскважинном пространстве, а также на удаленных участках месторождения, еще не охваченных бурением, стало предметом работы автора в четвертой главе.

ГЛАВА 4 КОМПЛЕКСНЫЙ КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ УДАЛЕННОЙ ОТ СКВАЖИНЫ ОБЛАСТИ ПЛАСТА

4.1 Информативные возможности долговременного мониторинга межскважинного пространства

Разработка месторождения регулярной сеткой скважин создает предпосылки к равномерному изучению свойств пласта по площади залежи. Во всех вновь пробуренных скважинах проводится комплекс ГИС. Пусть состав комплекса и его информативность различается от скважины к скважине, но даже стандартный минимальный комплекс открывает интересные возможности по изучению межскважинного пространства. Построение межскважинных профилей и корреляционных схем позволяет оценить степень выдержанности пластов, однородности разреза, качественно сравнить коллекторские и фильтрационные свойства на разных участках.

Границы возможностей по исследованию межскважинного пространства значительно расширяет стационарный долговременный мониторинг. В условиях оснащения подавляющего большинства добывающих скважин глубинными насосами охват стационарными датчиками стремится к 100%. Мониторинг нагнетательных скважин широко распространен на устье. Устьевые замеры допустимы благодаря тому, что плотность нагнетаемой воды хорошо известна, а коэффициент сжимаемости воды достаточно мал, из-за чего успешно выполняется пересчет с устьевого давления на забойное с достаточной точностью. Неблагоприятными условиями для такого пересчета является высокий износ труб, их шероховатость, локальные сужения сечения ствола, например за счет пакера, и нагнетание с интенсивностью более 1000 м³/сут. В таких условиях, гидравлические потери по НКТ представляют существенную величину и точный их учет затруднен.

Когда большая часть фонда охвачена совокупным комплексом ГИС и ГД мониторинга, становится возможным уже не просто изучить геологические особенности разреза, но и выполнить анализ межскважинного взаимодействия. Стационарные системы контроля профиля притока пока еще слабо распространены, но адресное проведение традиционных ПГИ позволяет повысить результативность контроля состояния межскважинного пространства.

Для лучшего понимания информативности стационарного мониторинга можно привести несколько типичных примеров, часто встречающихся на практике.

Типичным, но не так часто встречающимся в практике мониторинга, является пример дренированного однородного пласта, не осложненного границами (пример на рисунке 4.1). Интерпретация такого исследования достаточно проста и однозначна. Построение корреляции выполненного каротажа, приведенное на рисунке 4.2, подтверждает вывод, который может быть сделан относительно межскважинного пространства: хорошая выдержанность разреза, в радиусе 2000 метров нет барьеров фильтрации или источников возмущения пластового давления.

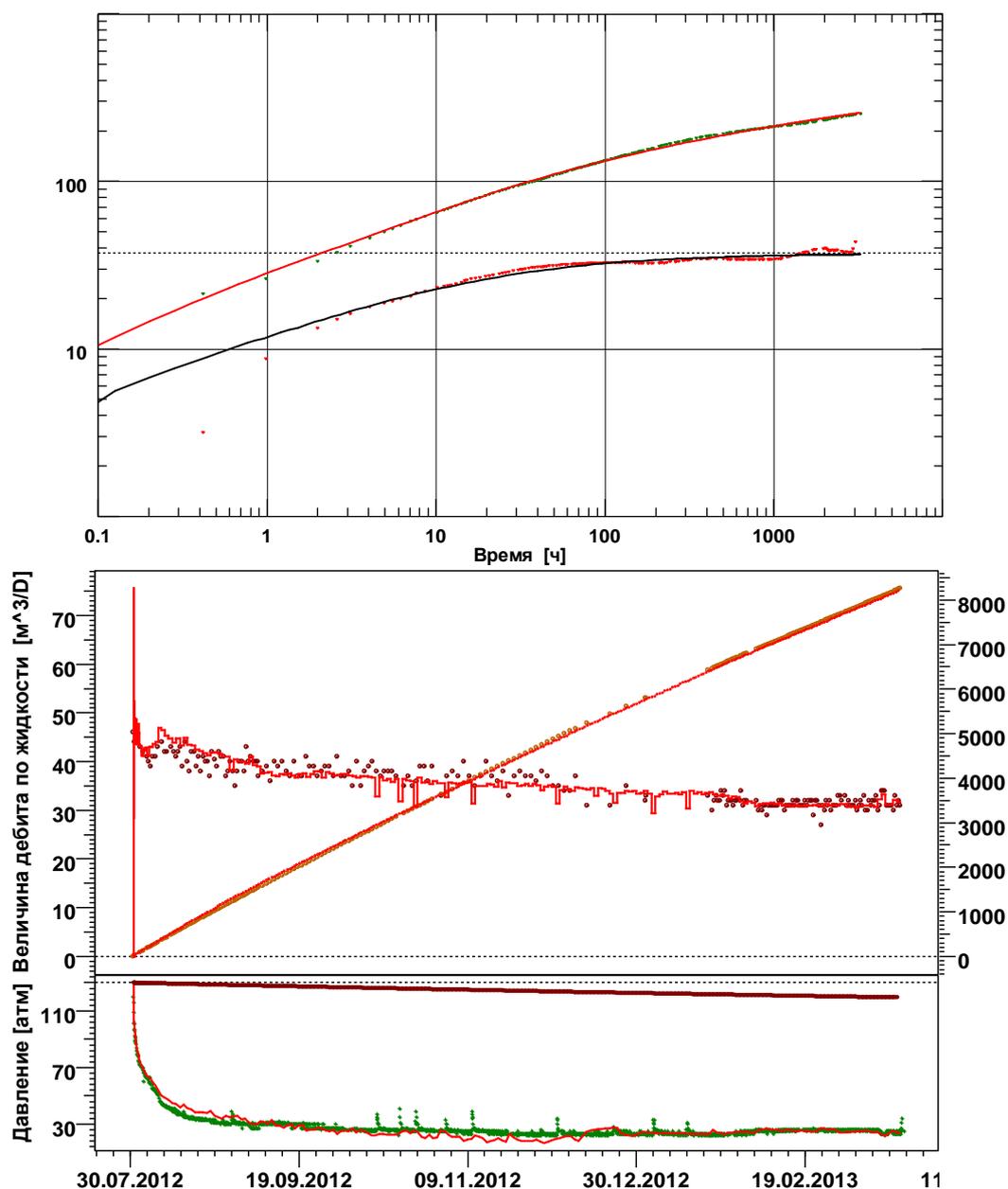


Рисунок 4.1 - Пример длительного мониторинга (8 месяцев) однородного неограниченного пласта. Верхний график - кривая давления и производной давления в двойном логарифмическом масштабе (log-log диагностика), нижний график – история добычи.

Коричневая кривая – среднее пластовое давление в области дренирования скважины,
 точки – фактические данные, красные кривые – модельные кривые.

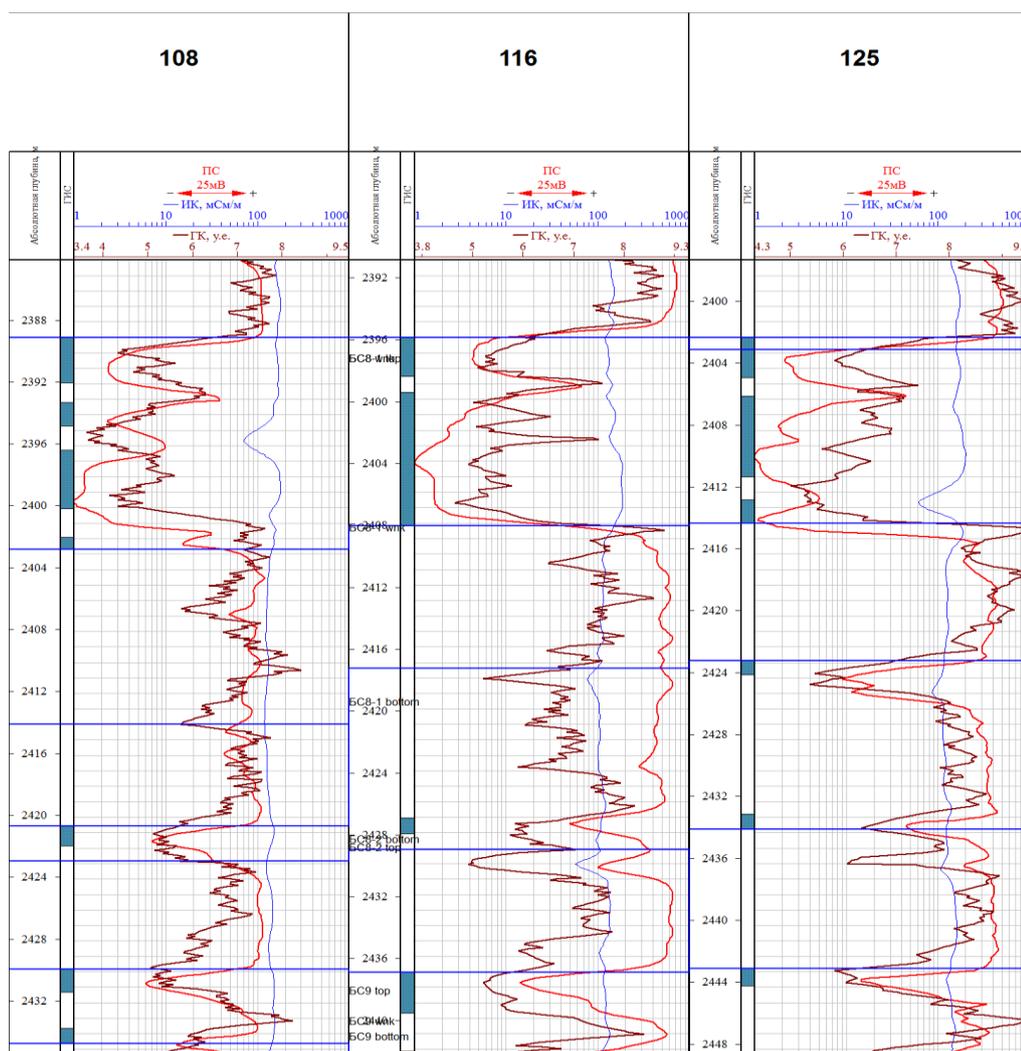


Рисунок 4.2 - Межскважинная корреляция, подтверждающая выдержанность пласта

Другой типичный случай – наличие геологической неоднородности. Чаще всего в качестве таких неоднородностей выступают экранирующие тектонические разломы, выклинивание пласта или литологическое замещение. Во всех случаях фильтрационный барьер действует на кривую производной давления на графике двойного логарифмического масштаба схожим образом. Наблюдается рост производной, причем, чем более изолирована зона дренирования, тем больше угол роста кривой, вплоть до 45 градусов.

На рисунке 4.3 приведен пример такого, исследования, где вокруг скважины присутствуют три границы. Тектонические разломы были предварительно выявлены по сейсмическим исследованиям, однако только стационарный мониторинг доказал, что они непроницаемы. Достоверность мониторинга повышена за счет применения исследования КСД+КВД, четко показавшего, существенное снижение пластового давления в области

дренирования скважины. Керновые исследования соседней разведочной скважины и комплекс ГИС не показали наличия трещиноватости или разломов.

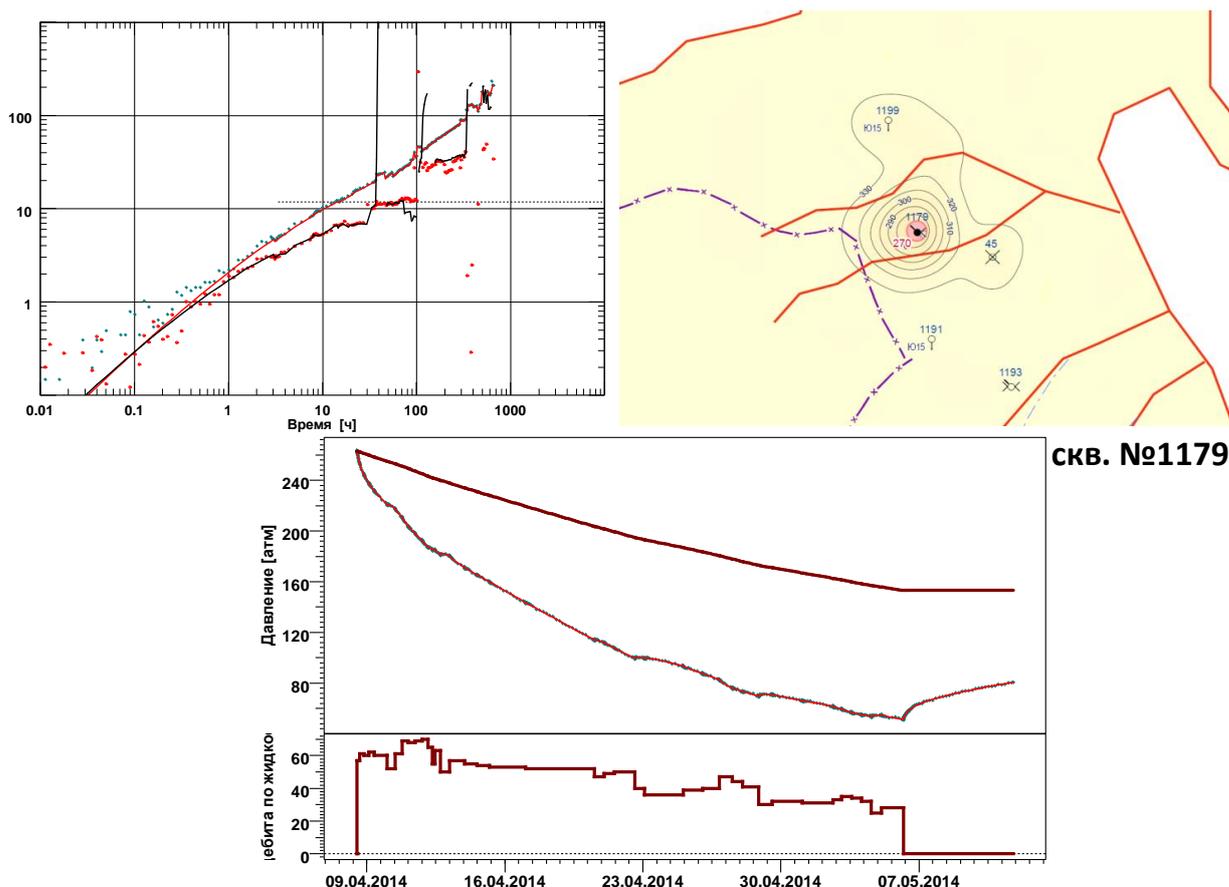


Рисунок 4.3 - Сверху слева – график log-log диагностики, сверху справа - карта изобар, дополненная системой разломов в районе исследуемой скважины (красные кривые), снизу – история работы скважины по дебиту и по давлению

Схожие результаты могут быть получены, в случае расположения скважины в зоне выклинивания пласта. В этом случае границы дренирования менее выражены и угол наклона производной несколько меньше.

Пример такого случая приведен на рисунке 4.4. Комплексное использование данных мониторинга и ГИС позволяют выполнить взаимное уточнение. Сначала на основании корреляции данных ГИС по соседним скважинам уточняется эффективная толщина пласта. Соответственно с её использованием выполняется интерпретация ГДИ, повышается достоверность оценки фильтрационных свойств и расстояния до границы дренирования. Далее это расстояние может использоваться для построения карты проницаемости и эффективной толщины пласта, более точной экстраполяции имеющихся полей ФЕС.

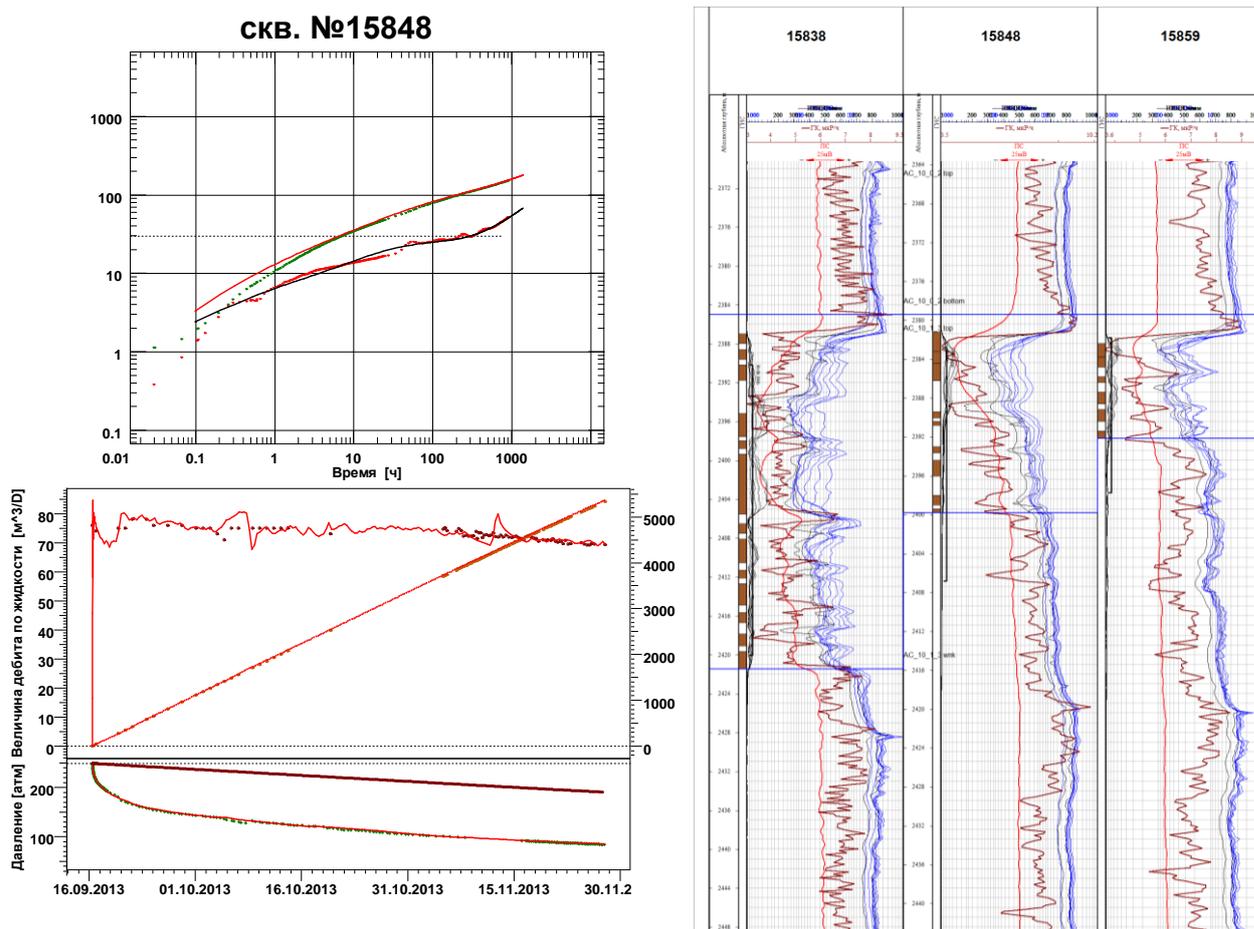


Рисунок 4.4 - Слева сверху – график log-log диагностики, слева снизу - история работы скважины по дебиту и по давлению, справа – корреляция коротажных кривых по соседним скважинам

Наиболее часто встречающимся случаем при разработке пласта регулярной сеткой скважин является интерференция скважин, оказывающая аналогичное геологическим границам влияние на результаты мониторинга, если речь идет о взаимодействии добывающих скважин. При влиянии нагнетательной скважины на добывающую, производная давления устремляется вниз, как на пример, приведенном на рисунке 4.5. При этом наличие или отсутствие взаимодействия, интенсивность и направления взаимодействия предоставляют большие возможности по исследованию межскважинного пространства. Например, широко применяемый метод гидропрослушивания позволяет определить интегральную гидропроводность пласта между скважинами.

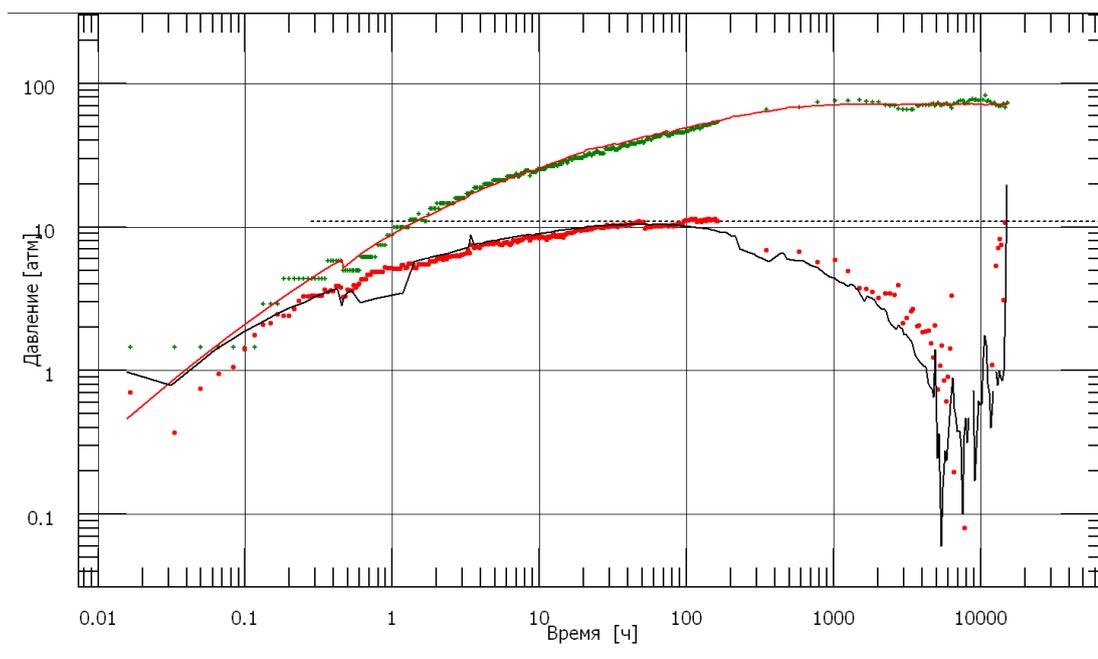


Рисунок 4.5 - График log-log диагностики, отражающий влияние границы постоянного давления.

Таким образом, можно условно выделить две общие группы моделей поведения межскважинного пространства. Первая группа моделей описывает взаимодействие скважин по определенным направлениям, с определенной интенсивностью. Вторая группа описывает латеральную неоднородность пласта, в частности, изменчивость фильтрационных свойств, наличие пластовых границ и тектонических нарушений. Каждая группа имеет свою специфику, однако при любом анализе тщательное использование данных ГИС повышает достоверность оценок.

4.2 Гидродинамический контроль в условиях интенсивного взаимовлияния скважин

Традиционные исследования (КВД, КЖД) с ограниченной продолжительностью могут быть проинтерпретированы по методикам аналогичным описанным в разделе 2.4.3 при соблюдении двух принципиальных условий. Первое – пропорция отборов и закачки окружающих скважин стабильна, второе – интенсивность отбора и закачки такова, что в промежуток времени регистрации КВД или КЖД пластовое давление не успевает существенно измениться. Тогда эффекты от влияния окружающих добывающих скважин могут быть описаны моделью замкнутой непроницаемой границы. Расстояние до границы определяется опять же экспертным способом, например, согласно схеме разработки или при помощи метода материального баланса. Пример такого определения будет приведен в конце данного раздела.

При интенсивном и нестабильном влиянии окружающих скважин нет полной аналогии между зонами дренирования в пределах непроницаемых геологических границ и зонами локализованными влиянием соседних скважин.

В первом случае предельная величина, к которой стремится давление в стволе и пласте при увеличении длительности КВД, будет совпадать со средним давлением, оцененным по ГДИС (на основе значения P^*).

Для второго случая это не так. Причина этого несоответствия в том, что условие относительной стабильности зоны дренирования перестает выполняться для длительной остановки скважины. Тогда параметр P^* приобретает новый смысл. С точки зрения физики это то давление, которое наблюдалось бы в точке скважины, если бы она не работала, что аналогично скважине-пьезометру. Давление, определенное подобным способом, в литературе называют статическим [75].

Определение статического давления имеет практический смысл лишь в скважине, которая не оказывает существенного влияния на текущее энергетическое состояние пласта. Наглядно данный вывод отражен на гипотетической схеме взаимовлияния добывающей и нагнетательной скважин на рисунке 4.6.

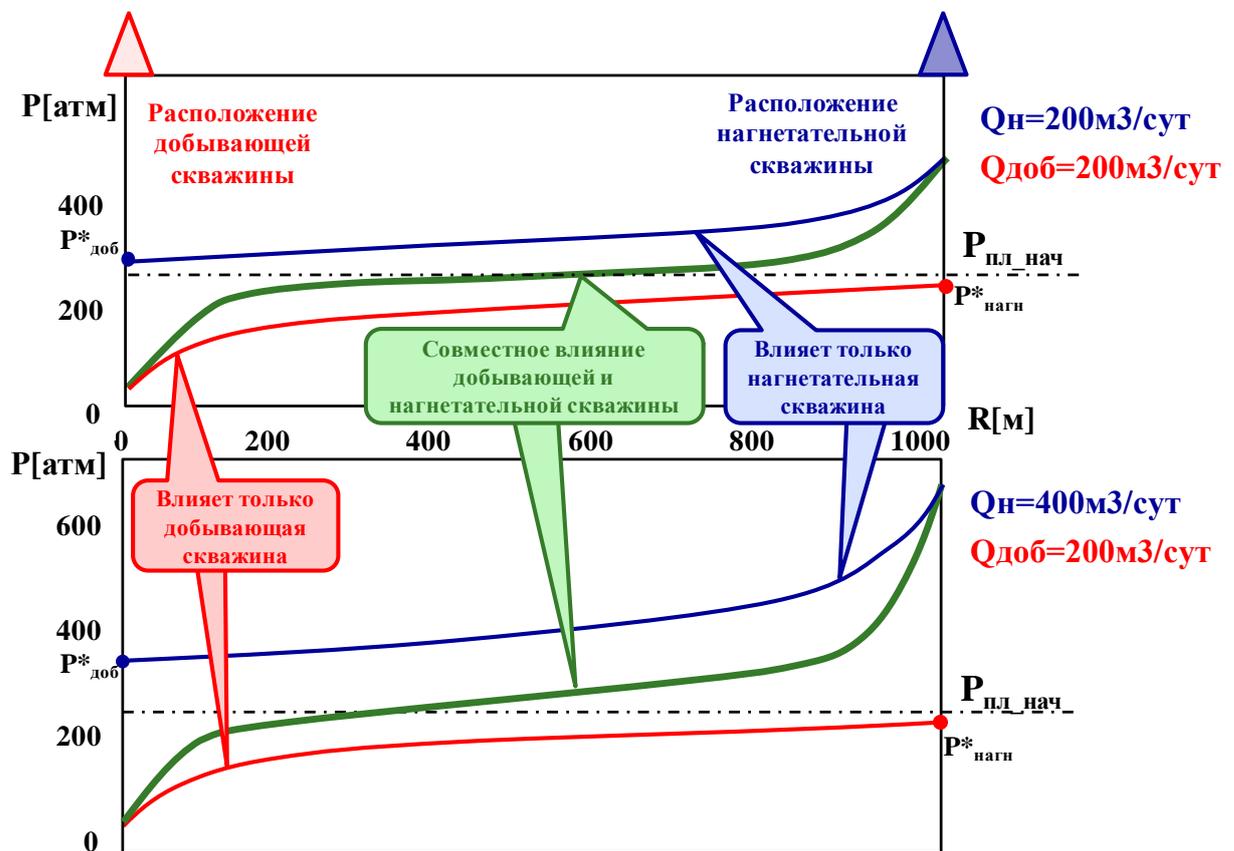


Рисунок 4.6 - Схема взаимовлияния добывающей и нагнетательной скважины (пояснения в тексте).

На рисунке 4.6 сопоставлены два профиля давления по простиранию пласта. Один профиль соответствует случаю, когда нагнетательная скважина надолго остановлена, сказывается влияние только добывающей скважины. Второй профиль соответствует случаю, когда надолго остановлена добывающая скважина и влияет только нагнетание. $P^*_{\text{нагн}}$ и $P^*_{\text{доб}}$ обозначены величины кажущегося пластового давления, определенного соответственно по КПД в нагнетательной и по КВД в добывающей скважине.

Данная схема иллюстрирует тот факт, что давление, определенное классическим методом касательной, а это в рассматриваемом случае и есть статическое давление, в нагнетательной скважине будет занижено относительно среднего пластового давления, за счет влияния добывающей скважины. И, наоборот, статическое давление в добывающей скважине будет завышено относительно среднего. При этом статическое давление в добывающей скважине больше чем в нагнетательной.

В рассмотренном случае давление, определенное по результатам долговременного замера КВД не является объективной характеристикой энергетического состояния пласта

Данный вывод дополнительно иллюстрируется рисунками 4.7 и 4.8, где представлены результаты долговременных замеров в масштабе Хорнера в добывающей и

нагнетательной скважине. Из рисунков видно, что статическое давление в пласте отличается от среднего, как в зоне дренирования, так и в зоне нагнетания.

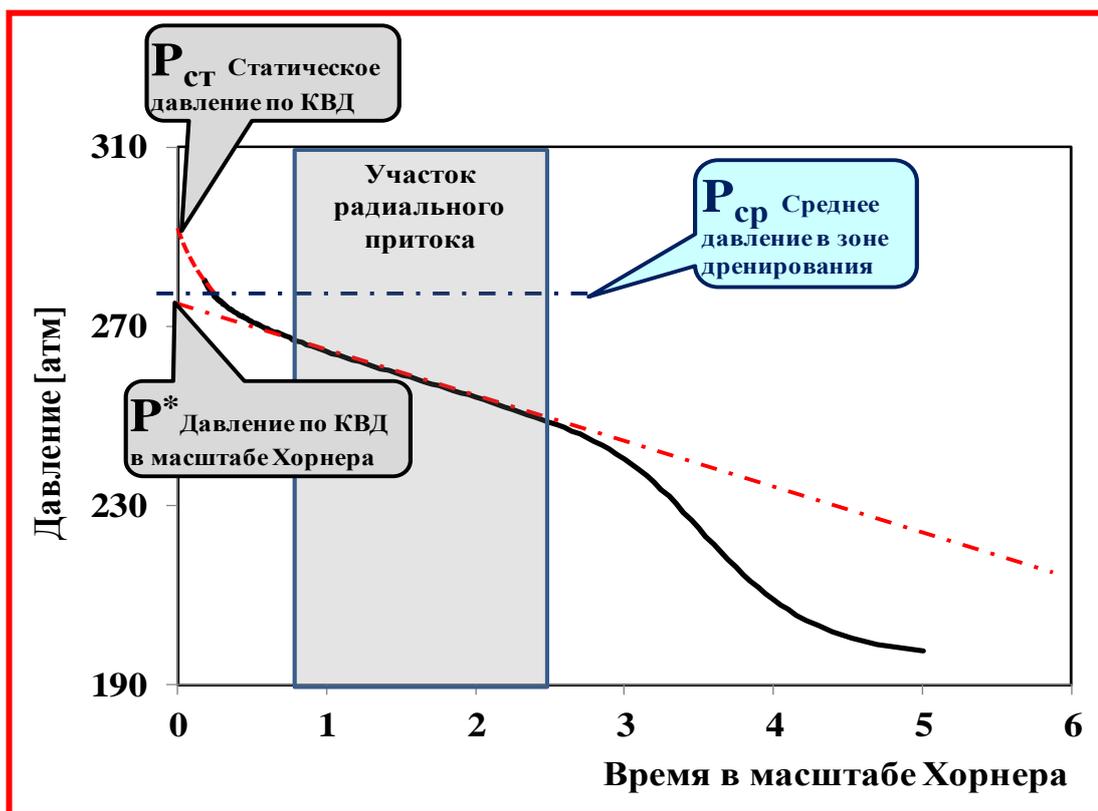


Рисунок 4.7 - КВД в добывающей скважине при влиянии соседней нагнетательной скважины.

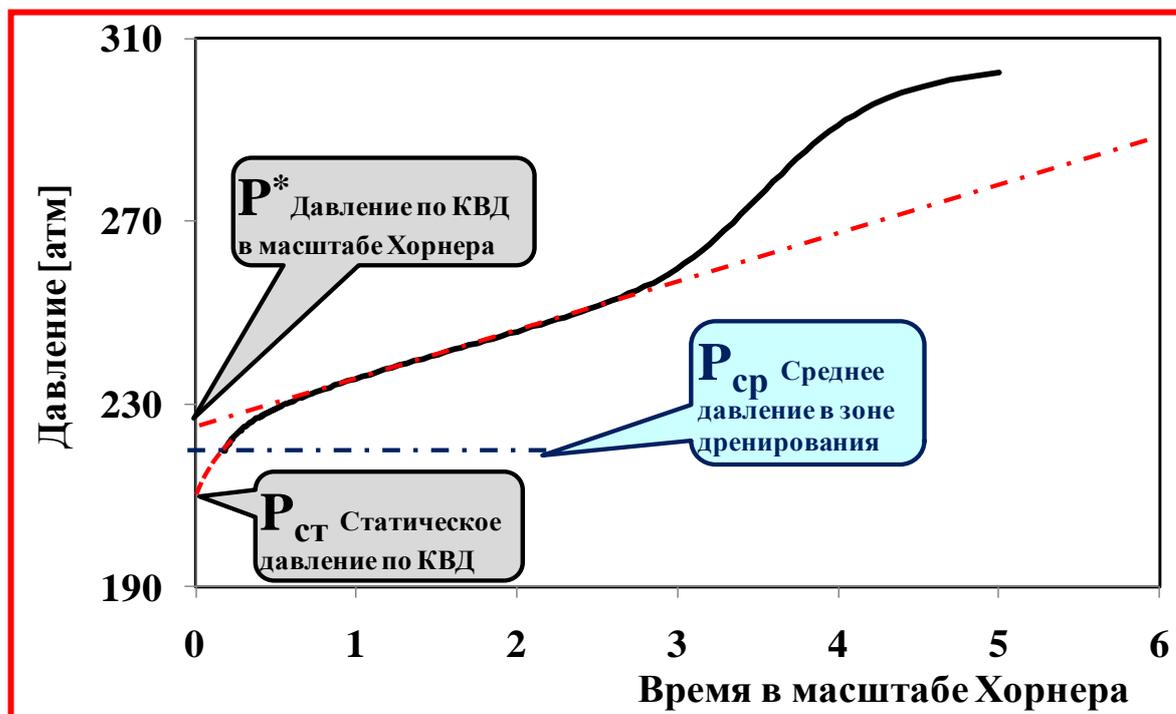


Рисунок 4.8 - КПД в нагнетательной скважине при влиянии соседней добывающей скважины.

Резюмируя, КВД anomalно высокой длительности в случае существенного взаимного влияния скважин практически бесполезно. Определяемое с его помощью так называемое «статическое» пластовое давление не учитывает влияние на энергетику пласта самой исследуемой скважины, а значит, может использоваться лишь в случаях, когда это влияние мало (в идеале - в скважинах-пьезометрах).

Определение статического давления при существенном влиянии скважины энергетическое состояние пласта все же может оказаться полезным.

Автором установлено, что если в двух соседних нагнетательной и добывающей скважинах в близкие периоды времени проведены исследования соответственно КПД и КВД, то, используя значения P^* , возможно получить реалистичный профиль давления между скважинами с помощью логарифмической аппроксимации.

Для этого профили давления в добывающей и нагнетательной скважине по отдельности аппроксимируются логарифмическими функциями $P_d(r)$ и $P_n(r)$, которые настраиваются на забойные давления и, определенные в результате ГДИС, величины P^* . Результирующий профиль давления в соответствии с принципом суперпозиции получают сложением данных функций

На рисунке 4.9 слева-направо показаны профиль давления для добывающей скважины, профиль для нагнетательной скважины и суммарный профиль. Сверху от каждого графика представлены зависимости функций P_d и P_n , от координаты r .

Исходя из поставленных целей, можно найти среднее давление по области дренирования отдельно добывающей и нагнетательной скважины или полностью перенести профиль давления на карту изобар.

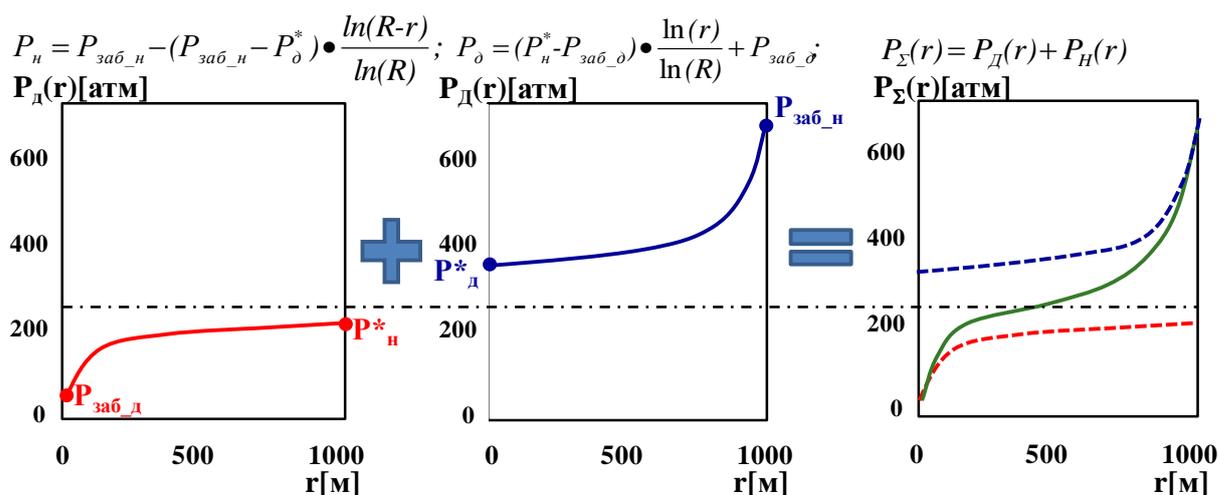


Рисунок 4.9 - Схема способа восстановления профиля давления совместно для добывающей и нагнетательной скважины. R – расстояние между добывающей и нагнетательной скважиной [метры].

Основное ограничение способа заключается в том, что исследования не должны быть сильно разнесены по времени. В случае если за отрезок времени между исследованиями пластовое давление успело существенно измениться, то полученный профиль не будет отражать реальное распределение.

Если количество взаимовлияющих скважин больше двух, то при оценке профиля пластового давления появляются дополнительные неоднозначности. Например, если между двумя добывающими скважинами располагается нагнетательная, то неизвестно, обе скважины влияют на нее или только одна, а если одна то которая из них. Дополнительные сложности возникают, когда скважины пробурены и запущены в разное время или присутствует неоднородность пласта.

Это определяет необходимость рассмотреть задачу в более общей, приближенной к реальности постановке (с учетом меняющегося во времени режима работы скважин и пластового давления), что ограничивает применение традиционных методов и заставляет обращать большее внимание именно на метод Decline-анализа [95], как базового при оценке энергетического состояния пласта.

В условиях взаимовлияния скважин пуск скважины в работу и долговременный анализ снижения давления и дебита, превращается в основной элемент технологии гидродинамических исследований. По результатам интерпретации, с помощью Decline-анализа выполняется оценка фильтрационных свойств пласта, скин-фактора. Изменение среднего пластового давления во времени рассчитывается в совокупности со всеми параметрами в рамках используемой модели.

Оценка пластового давления проводится на основе определяемой по тому же анализу геометрии зоны дренирования. Именно в этом состоит одна из основных проблем интерпретации. Дело в том, что эта задача не решается однозначно. Одни и те же результаты могут соответствовать совершенно разным размерам и форме зоны, а значит и различной динамике среднего пластового давления.

Высокая информативность технологии Decline-анализа обусловлена большой продолжительностью исследования, в идеале совпадающей с длительностью эксплуатации скважины. Но при этом необходимо учитывать возможное изменение в процессе исследования фильтрационных параметров и характеристик вскрытия пласта.

Форма и размеры зоны дренирования входят в число независимо определяемых параметров. Однако не всегда эти параметры оцениваются однозначно.

Для того, чтобы успешно решить данную задачу недостаточно увидеть радиальный режим течения. Должны быть также диагностированы характерные режимы, отвечающие

за влияние границ, и прежде всего – режим истощения. Ведь именно исследование в период истощения залежи позволяет оценить площадь зоны дренирования.

С этой точки зрения, наиболее неблагоприятна ситуация, когда совокупное влияние окружающих скважин укладывается в модель только одной или двух границ дренирования.

Рассмотрим характерный пример из практики интерпретации. Проведено циклическое исследование КСД+КВД в скважине с горизонтальным боковым стволом длиной около 150м. В результате диагностирован псевдорадialный режим и оценена проницаемость пласта 1,6 мД.

Лучшее совмещение покажет модель русловых отложений. Фактически одна из непроницаемых границ связана с влиянием соседней добывающей скважины, а другая с зоной выклинивания пласта. Расстояние до границ примерно равно 250м.

Очевидно, что если при оценке среднего пластового давления в зоне дренирования формально применить для интерпретации модель в виде ограниченной линзы, то оценка расстояния до поперечных границ будет неоднозначной. Выполняя сопоставление результатов измеренных и рассчитанных по модели кривых давления, расстояние до двух поперечных границ можно варьировать от 500м до бесконечности. На качество совмещения фактических и модельных кривых, изменение этого параметра в указанном диапазоне не влияет. Однако это существенно изменяет размер области дренирования, а следовательно и рассчитанное по ней среднее пластовое давление. На рисунке 4.10 приведен график динамики работы скважины и результаты совмещения с моделью. Для разного принятого расстояния до границ дренирования соответственно различается значение пластового давления – от 198 до 223атм.

На самом деле никакого противоречия в данной задаче нет. Условия проведения ГДИС в рассматриваемом случае таковы, что пласт фактически неограничен по простиранию вдоль выделенных берегов русла. В этом случае наиболее достоверной характеристикой пластового давления является среднее давление в области дренирования, границы которой, отдалены от скважины по направлению вдоль русла, на расстояние равное условному контуру питания – $R_{КП}$ (см. формулу 7 в разделе 2.4.1).

Для оценки величины среднего давления в зоне дренирования применительно к данному случаю предлагается следующий прием. На основе известной проницаемости пласта рассчитывается значение $R_{КП}$, которое затем принимается в качестве расстояния до границ по простиранию (в рассматриваемом случае $R_{КП} = 600\text{м}$).

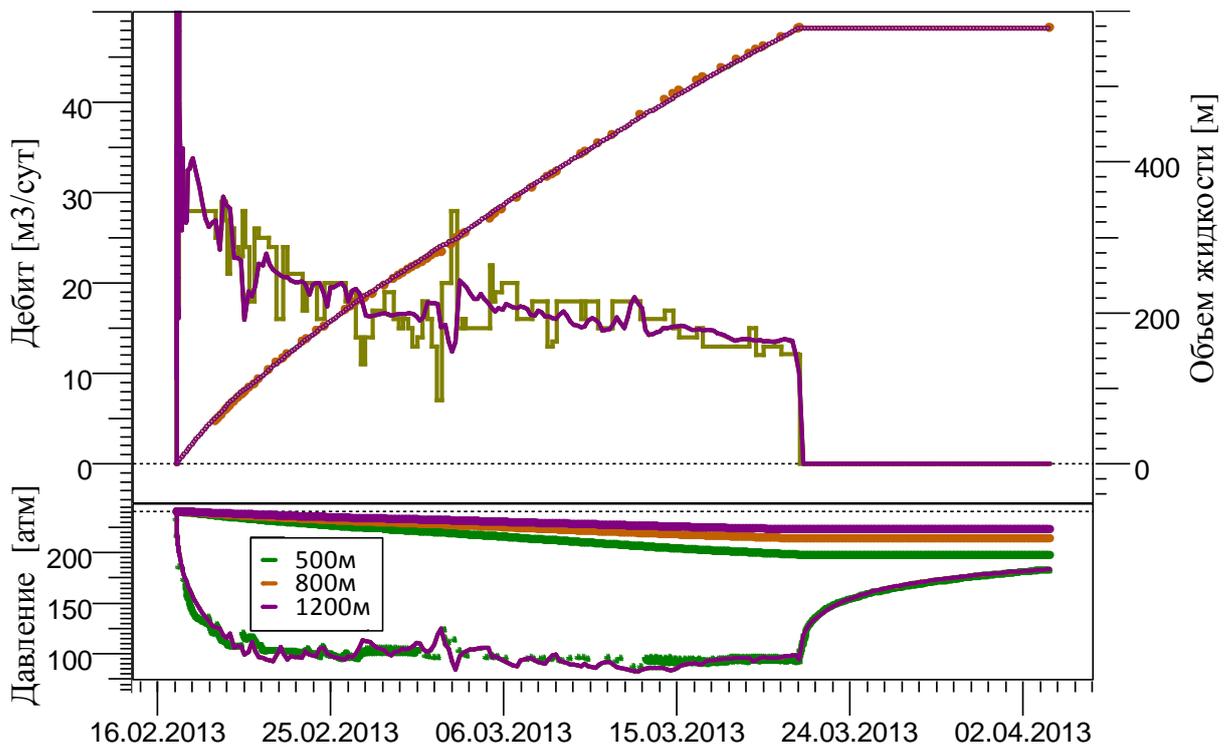


Рисунок 4.10 - Результат совмещений фактической и модельной динамики работы скважины. Среднее пластовое давление рассчитано для модели с границами на расстоянии 500м, 800м, 1200м.

Для приведенного примера границы можно представить в виде прямоугольника. Его длина соответствует сумме расстояний до поперечных границ (оцененных по ГДИС): $250\text{м}+250\text{м}=500\text{м}$, а ширина – удвоенной величине контура питания: $2*600\text{м}=1200\text{м}$. Таким образом, общая площадь области дренирования составит $500\text{м}\cdot 1200\text{м}=6\cdot 10^5\text{м}^2$. Поэтому падение среднего пластового давления точнее всего описывается фиолетовой кривой на рисунке 4.10.

Классической областью применения методов Decline-анализа являются ограниченные зоны резервуара относительно стабильных размеров и формы при стационарных условиях на границах. Фактически, так как работа соседних скважин никогда не бывает одинаковой, граница, вызванная интерференцией, постоянно перемещается. К счастью, при добыче углеводородов с преимущественно жидкой фазой без аномально высокой проницаемости, такой подход вполне удовлетворяет практические потребности. В процессе традиционных ГДИС это допущение работает из-за ограниченной длительности исследования. При длительном мониторинге стационарными датчиками оно работает при слабом взаимодействии между скважинами, а также при схожих режимах отборов тесной сетки скважин. Однако при длительном мониторинге иногда даже в нефтяном пласте с проницаемостью уже порядка 5мД можно наблюдать перемещение границы. Чаще всего оно наблюдается при очень активном нагнетании в

соседние скважины. Если разница в режимах работы соседних скважин значительна, интерпретация существенно осложняется. Точная обработка, в таком случае, возможна с помощью локальной упрощенной секторной модели, включающей в себя сведения о режимах работы окружающих скважин. В случае коллектора очень высокой проницаемости или газонасыщенного коллектора нельзя использовать допущение о постоянстве границы.

Наибольшую сложность задача определения среднего пластового давления приобретает при разработке малопроницаемых коллекторов (около 1мД) тесной сеткой скважин (расстояние между скважинами 250-500м) с ранним взаимовлиянием.

Это не позволяет использовать традиционные методы интерпретации ГДИС из-за того, что скважина просто не выходит на радиальный режим течения, как это показано на рисунке 4.11, так как он скрывается влиянием соседних скважин или процесс занимает недопустимо много времени.

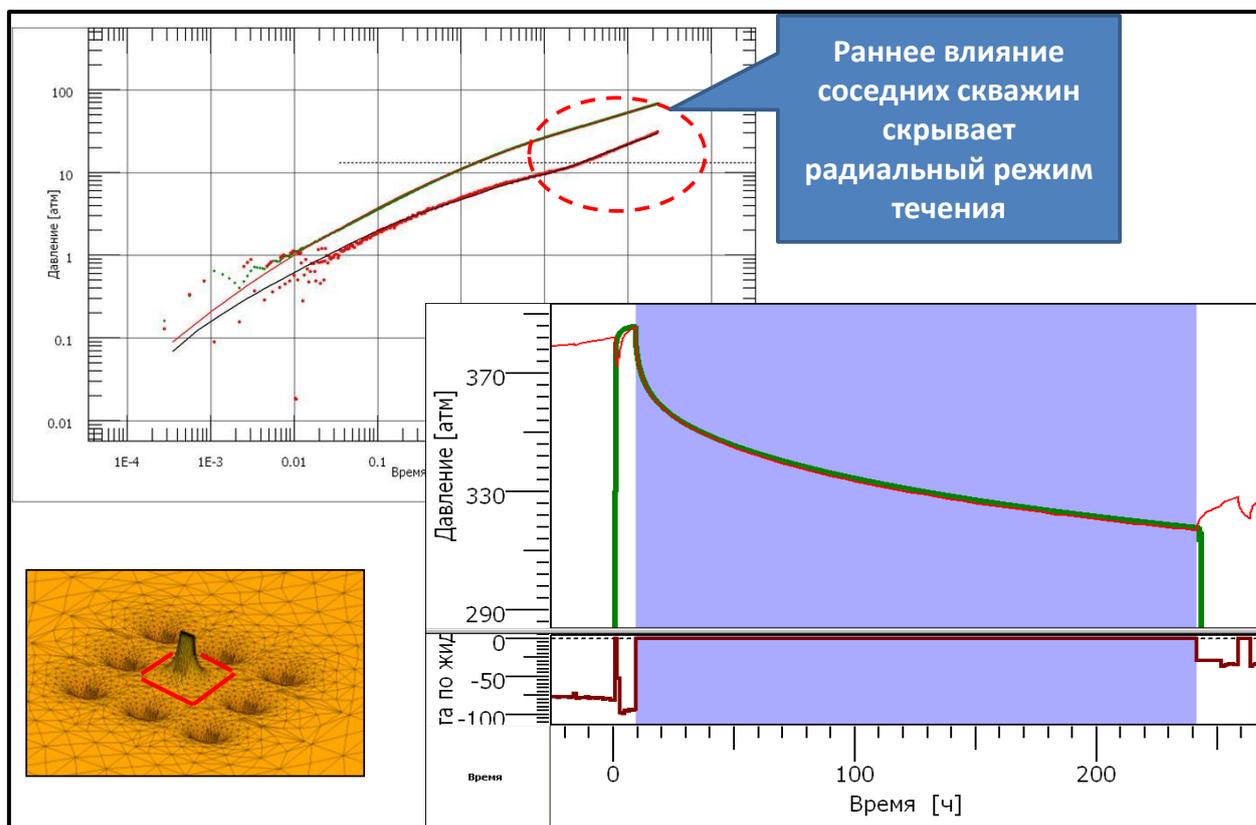


Рисунок 4.12 - Результат раннего влияния окружающих скважин. Сверху – log-log диагностика, справа – график истории забойного давления и дебита, снизу слева – визуализация поля давления в элементе разработки.

В подобных условиях единственной возможностью определения среднего пластового давления является приближенный анализ энергетического вклада каждой из взаимовлияющих скважин исходя из материального баланса в секторе залежи.

Для решения данной задачи, необходимы данные о расходе каждой скважины, сжимаемости флюида и породы, средних емкостных свойствах пласта. Подробный вывод одной из таких методик изложен в статье [75]. Как показывает практика использования подобных оценок, их достоверность невысока, так как не использует информацию о динамике забойного давления, а лишь фиксированное значение для расчета продуктивности скважины. Анализ динамики забойного давления должен помочь в решении двух задач.

Во-первых, уточнить наличие и характер гидродинамической связи между скважинами.

Во-вторых, измерения в остановленной скважине, даже если по результатам исследований нельзя достоверно диагностировать характерные режимы течения, позволяют понять, как меняется текущее энергетическое состояние пласта по простиранию.

Мерой оценки пластового давления в этом случае может быть отсчет по КВД при некотором заданном (опорном) времени простоя скважины.

Различные модификации такого способа уже давно используются на производстве. Они не упорядочены, но очень похожи, по сути. В качестве опорного времени, при котором снимается отсчет давления, в худшем случае используется конец записи (без какого либо обоснования продолжительности КВД). В лучшем случае рассчитывается время исходя из среднего радиуса контура питания скважины ($R_{кп} = r_c + \sqrt{\pi\chi\tau}$), на основе априори известной проницаемости пласта.

Для того чтобы обосновать величину опорного времени воспользуемся известными способами оценки пластового давления для ограниченных пластов. Среди традиционных методов разработанных для этого случая выделяется метод Дитца, ввиду его простоты и ограниченного количества необходимой информации.

Среди параметров, входящих формулу для определения времени Дитца, отсутствует время предшествующей работы, что более предпочтительно в отсутствие достоверной предыстории.

Как было уже описано во Главе 2, метод Дитца предполагает оценку по КВД или КПД времени, которому соответствует среднее пластовое давление на экстраполированном прямолинейном участке графика забойного давления от логарифма времени остановки.

Из формулы ясно, что ключевым параметром, необходимым для расчета времени Дитца является площадь области дренирования и коэффициент конфигурации пласта

(коэффициент формы). Адаптируя эти параметры под условия раннего взаимовлияния возможно получить инструмент экспресс оценки среднего пластового давления в пласте.

Так если коэффициент конфигурации пласта определяется достаточно просто (на основании геометрии сетки разработки месторождения), то площадь дренирования получить сложнее.

Предлагается для этих целей использовать метод материального баланса, чтобы учесть возможные контрасты уровней закачки или отборов в соседних скважинах. Для анализа было сделаны грубые упрощения, которые заключаются в предположении постоянства продуктивности и приемистости скважин, а также несжимаемых флюидов. Фактически цель такого грубого подхода заключается в том, чтобы вручную оперативно установить пропорцию между зонами отборов и закачки непосредственно с интенсивностью отбора и закачки.

В существующих программных продуктах метод материального баланса реализуется без подобных грубых допущений, либо с учетом всей истории добычи/закачки, либо на основе текущей продуктивности и приемистости скважин с коэффициентами участия в выбранном секторе разработки.

В качестве характерного примера на рисунке 4.13 приведен элемент девятиточечной системы разработки со скважинами работающими с одинаковым расходом и дебитом $100\text{м}^3/\text{сут}$ (исследование центральной скважины). Площадь S_1 соответствует области влияния нагнетательной скважины, а площадь S_2 соответствует области влияния добывающих скважин. Их размеры определяются исходя из соотношения суммарных отборов и закачки. Суммарный уровень отборов определяется на основе вклада каждой скважины. Например, скважины находящиеся на гранях квадрата, добывают из него половину своего дебита ($50\text{м}^3/\text{сут}$), а скважины в углах – четверть ($25\text{м}^3/\text{сут}$). Полученная площадь области влияния подставляется в формулу времени Дитца и значение среднего пластового давления снимается непосредственно с кривой забойного давления на это времени.

Аналогично составляются уравнения и для более сложных варианты геометрических фигур произвольной формы и с произвольным соотношением дебитов.

Правомерность такого хода была проверена двумя способами. Первый - численное моделирование. Сопоставление среднего давления в области дренирования, рассчитанного на численной модели и приведенным методом, показывает расхождение результатов около 10%. Аналогичный уровень погрешности прослеживается при сопоставлении способа с интегрированием профиля давления между парой

нагнетательная-добывающая скважина. Проверка производилась для различных конфигураций геометрии и расходов скважин.

Основное допущение метода заключается в предположении об однородности пласта. Конечно, если между скважинами присутствует непроницаемый разлом, то соответствующие скважины в расчет включены не будут, но в данной методике, латеральная неоднородность проницаемости не может быть учтена. Точность результатов повышается в том случае, если методами ГДИС подтверждается взаимодействие скважин, что позволяет исключать языковое обводнение или наличие непроницаемых барьеров.

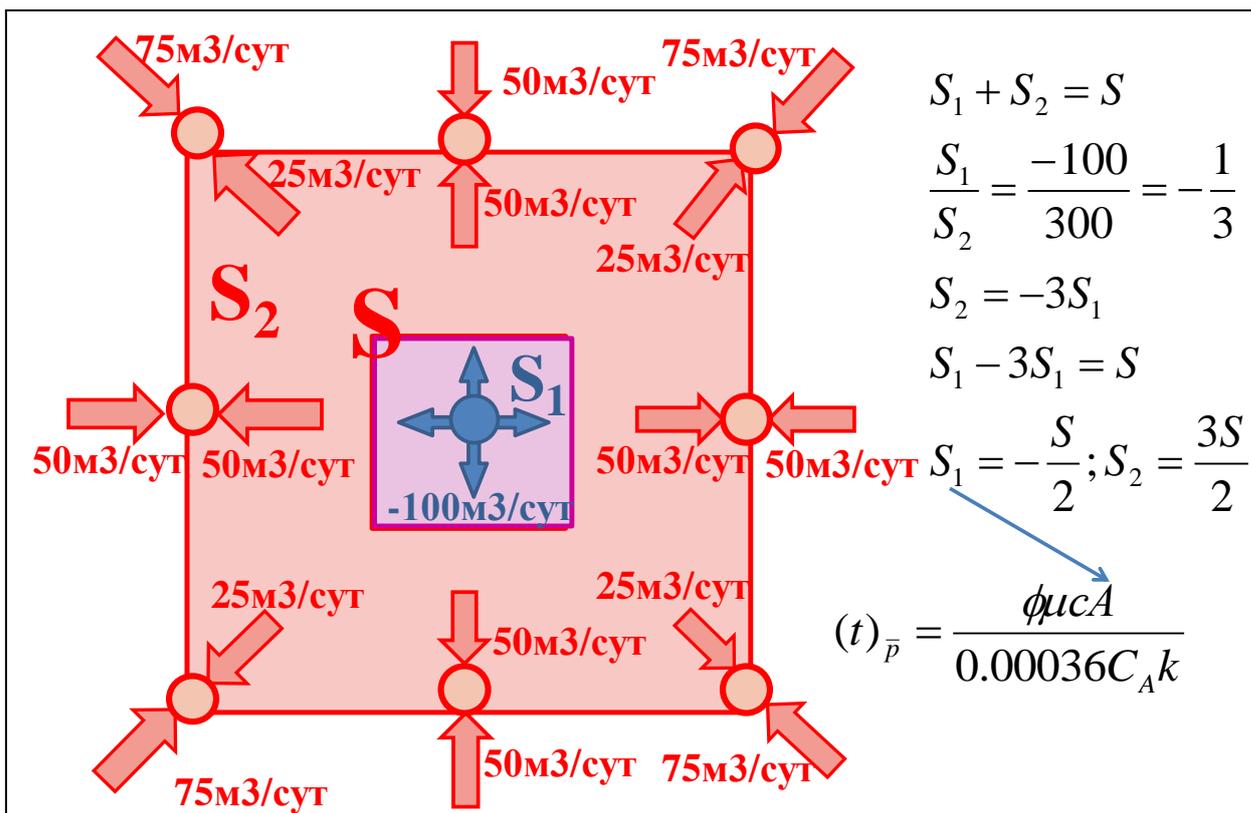


Рисунок 4.13 - Пример оценки площади дренирования на основе упрощенного материального баланса.

Метод материального баланса способен дополнительно расширить возможности долговременного мониторинга добывающих скважин в условиях раннего взаимовлияния. При запуске скважины неоднозначность пластового давления чаще всего отсутствует. В качестве начального пластового давления используют первое значение забойного давления при запуске, аналогично скважине пьезометру. Однако, как было рассмотрено ранее, интенсивное взаимовлияние скрывает радиальный режим течения, который используется для однозначной диагностики скин-фактора и проницаемости, как показано на рисунке 4.14. Достаточно часто такое явление встречается при исследовании уплотняющих скважин.

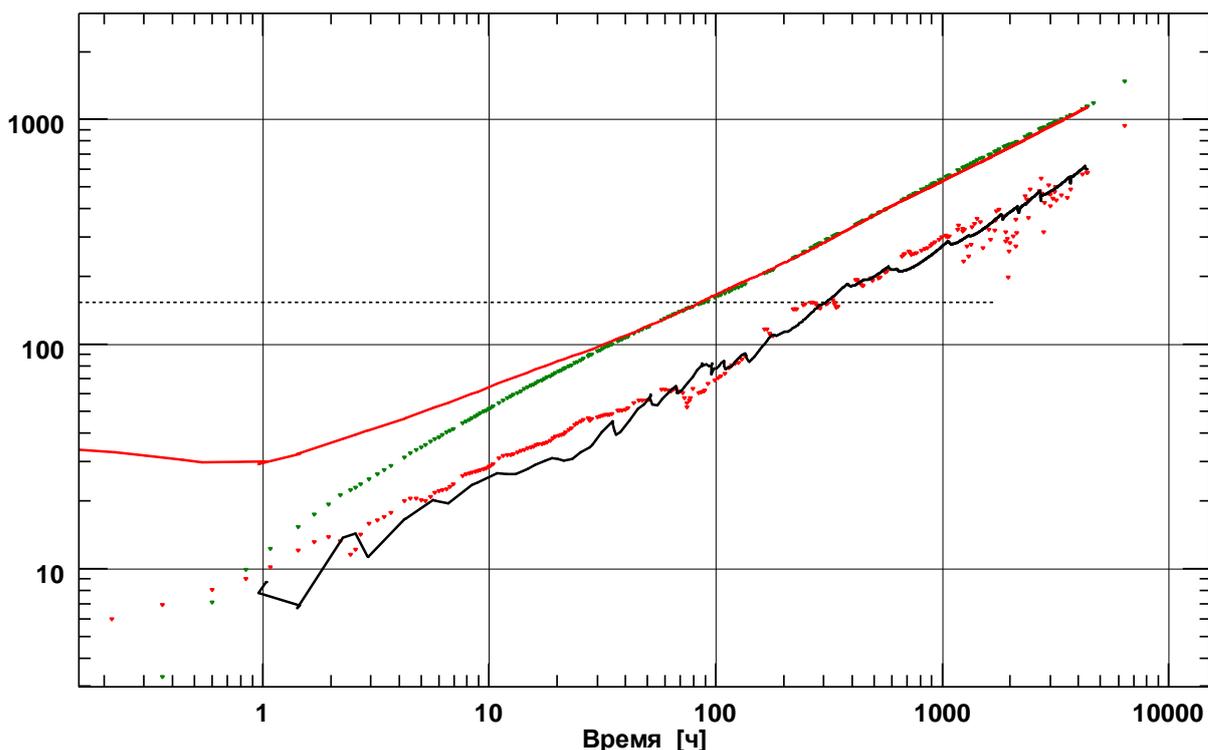


Рисунок 4.14 - График log-log диагностики, отражающий раннее влияние соседних скважин, скрывающее радиальный режим течения.

При скрытом радиальном режиме проницаемость не может быть независимо определена. Обычно на практике из такого положения выходят используя проницаемость, определенную по соседним скважинам, так как уплотняющие скважины располагаются достаточно тесно. Однако при разной обводненности и высокой изменчивости пласта с плохими коллекторскими свойствами необходимо иметь дополнительные способы повышения достоверности определения проницаемости, а, следовательно, и скин-фактора.

Используя метод материального баланса для расчета области дренирования исследуемой скважины можно уменьшить ошибку в определении фильтрационных свойств. Если рассчитать область дренирования исследуемой скважины и использовать ее в качестве априорной геометрии модели, то неоднозначность интерпретации существенно уменьшается, благодаря меньшему количеству неизвестных.

Таким образом, дополнение комплекса стационарного мониторинга и ГИС методом материального баланса дает двойной эффект. Для нагнетательных скважин со скрытым радиальным режимом течения предлагается комбинированная экспресс-методика для оценки текущего пластового давления. Для добывающих скважин, осложненных ранним взаимовлиянием скважин, дополнение методом материального баланса повышает надежность определения фильтрационных свойств вместе со скин-фактором.

4.3 Комплексный площадной мониторинг разработки неоднородного пласта

Типичные примеры выявления локальной геологической неоднородности пласта уже были показаны в разделе 4.1. Традиционные методы ГДИС в целом справляются с задачами диагностики одиночных неоднородностей, таких как тектонические разломы и границы выклинивания. Однако когда весь пласт состоит из линзовидных тел или изрезан густой сетью разломов эффективность традиционных ГДИС резко ограничена.

В таких условиях для определения, картирования и моделирования свойств пласта необходимы результаты мониторинга всех без исключения скважин. Оснащение скважин стационарными измерительными системами позволяет реализовать такой мониторинг. На примере одного из объектов коллективом специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ» был разработан алгоритм построения карт проницаемости с использованием всех доступных источников информации, отличающийся широчайшим применением результатов ГДИС. Без использования комплексного подхода, карты построенные по ГИС и по ГДИС существенно отличались и отражали нереалистичную картину распределения фильтрационных свойств (приведены на рисунке 4.15).

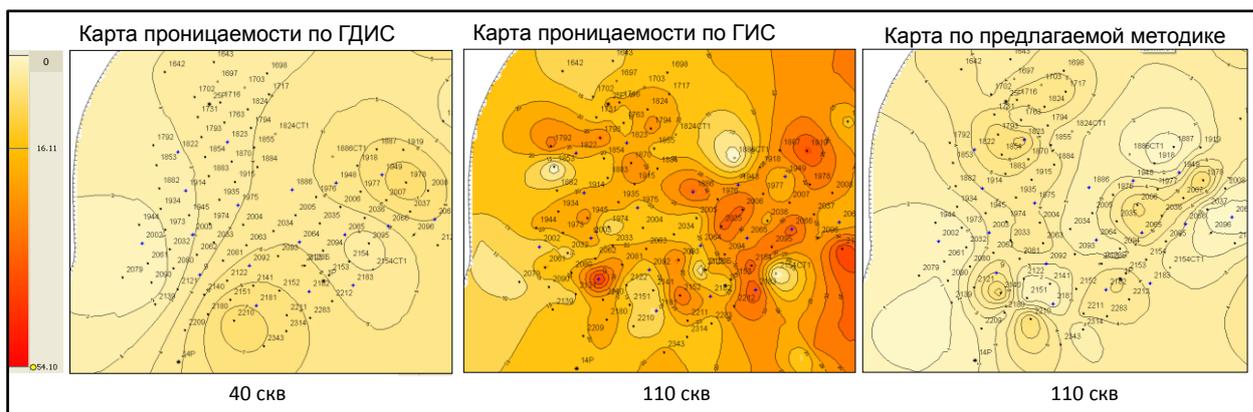


Рисунок 4.15 - Карта проницаемости, построенная по результатам (слева-направо) ГИС, ГДИС и комплексной методики.

Интеграция данных, а также прокси-моделирование осуществлялось в коммерческом ПО NGT-smart. При построении использовались результаты ГИС, ПГИ, ГДИС, данных текущих режимов эксплуатации и прочие.

Основные этапы построения карты представлены в блок-схеме, приведенной на рисунке 4.16, и сводится к следующему. Сначала выполняется верификация текущих отборов. На основании данных нормальной эксплуатации строится карта текущих отборов и на качественном уровне отбраковываются явно выбивающиеся значения. Далее выполняется верификация технологических режимов добычи. Контроль достоверности данных о текущем пластовом и забойном давлении предусматривает сопоставление

данных о пластовом и забойном давлении на каждый месяц работы скважины.



Рисунок 4.16 - Основные этапы комплексной методики построения карт проницаемости

Верификация данных о забойном давлении производится в следующей последовательности. В качестве приоритетного источника используются результаты прямых измерений стационарными датчиками на приеме насоса. В качестве дополнительного источника могут быть использованы результаты пересчета динамического уровня в давление на забое. Верификация данных осуществляется с использованием кросс-плота. Критерием достоверности данных является принадлежность точек доверительному интервалу, ширина которого определяется как удвоенная средняя квадратичная погрешность по анализируемому массиву данных.

Верификация данных о пластовом давлении производится в следующей последовательности. При верификации данных о забойном давлении в качестве приоритетного источника данных должны быть использованы результаты нестационарных гидродинамических исследований в работающих скважинах, результаты измерений в скважинах пьезометрах, а так же результаты мониторинга забойного давления в процессе ГРП (Рпл1). В качестве дополнительного источника могут быть

использованы результаты пересчета пластового давления на основании данных о продуктивности скважины ($P_{пл2}$). Верификация данных осуществляется с использованием кросс-плота [$P_{пл1}$; $P_{пл2}$], пример которого приведен на рисунке 4.17. Критерием достоверности данных является принадлежность точек доверительному интервалу, ширина которого определяется как удвоенная средняя квадратичная погрешность по анализируемому массиву данных.

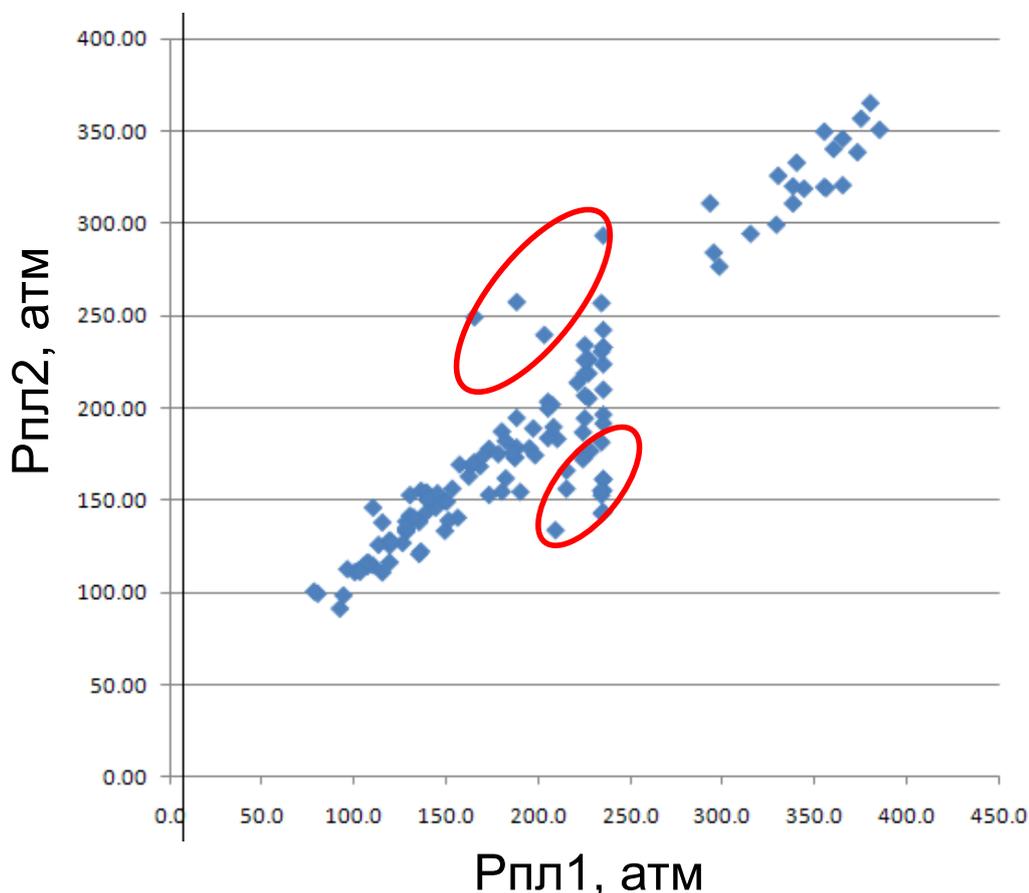


Рисунок 4.17 - Верификационный кросс-плот [$P_{пл1}$; $P_{пл2}$]

При верификации данных о пластовом давлении, полученных пересчетом, необходимо учитывать уровни достоверности информации, получаемой из различных источников при различном уровне обводненности продукции, величине газового фактора и пр. Полученные в предыдущих разделах результаты по формализации пластового давления для его правильного производственного применения непосредственно использованы на данном шаге. Перед построением карты значения забойного и пластового давления пересчитывается на глубину ВНК.

В качестве приоритетного источника данных о скин-факторе должны использоваться результаты нестационарных гидродинамических исследований в работающих скважинах. При этом актуальные значения могут быть уточнены с помощью метода циклических ГДИС, предложенного в Главе 2, если в процессе мониторинга имело место изменение

режима работы скважины. В случае отсутствия для скважины данных о скин-факторе по результатам ГДИ, используется следующий подход приблизительной оценки.

Скважины фонда делятся на несколько групп скважин в соответствии со статистическими данными о наиболее вероятном значении скин-фактора, а именно: вертикальные скважины, вертикальные скважины с ГРП, наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, горизонтальные скважины с ГРП, скважины после кислотной обработки, нагнетательные скважины, нагнетательные скважины с трещиной авто-ГРП и пр.

В качестве источников дополнительной информации могут быть использованы данные о дизайне ГРП, о количестве закачанного проппанта при ГРП, особенностях технологии вскрытия и заканчивания (плотность раствора при бурении, тип перфоратора, наличия специального глубинного оборудования и пр.).

Для оценки распределения по площади гидропроводности, в качестве приоритетных источников данных используются результаты нестационарных гидродинамических исследований в работающих скважинах, а также результаты ГИС по распределению абсолютной проницаемости (проницаемость по газу) по глубине в районе интервалов пластов-коллекторов.

В качестве вспомогательного источника могут быть использованы результаты пересчета гидропроводности на основании данных о фактической продуктивности скважины, при этом используется допущение об известном значении скин-фактора.

При обобщении информации о гидропроводности в условиях фильтрации двухфазной смеси (нефть и вода) необходимо привести исходные значения к условиям фильтрации по нефти при остаточной воде с учетом особенности фильтрации смеси.

Модель фильтрации принимается на основании исследований ГИС и ПГИ в вертикальных скважинах. Использовать метод Перрина возможно в случае раздельного течения фаз (в предположении, что каждая фаза движется независимо). То есть, когда нефть и вода фактически фильтруются по разным пропласткам в условиях отсутствия существенной переходной водонефтяной зоны. Использовать данные об относительных фазовых проницаемостях (ОФП) необходимо в случае совместной фильтрации двух фаз, особенно при наличии существенной переходной зоны. В качестве источника данных об ОФП могут быть использованы обобщенные данные, полученные при лабораторных исследованиях на керне, а так же данные о восстановленной интегральной функции фазовых проницаемостей, полученной по данным ГДИ.

На данном конкретном месторождении были выделены три области. Первая это чисто нефтяная зона без водонасыщенных пропластков, вторая область содержит

существенную переходную зону, а в третьей области водонасыщенные и нефтенасыщенные интервалы разделены непроницаемыми интервалами. На рисунке 4.18 приведены типичные кривые ГИС для этих областей. На рисунке 4.19 представлен планшет ПГИ при исследовании свабированием. Нестабильный приток и сложная структура потока ограничивает возможности комплекса ПГИ, однако методы состава позволяют приблизительно разделить интервалы притока нефти и воды.

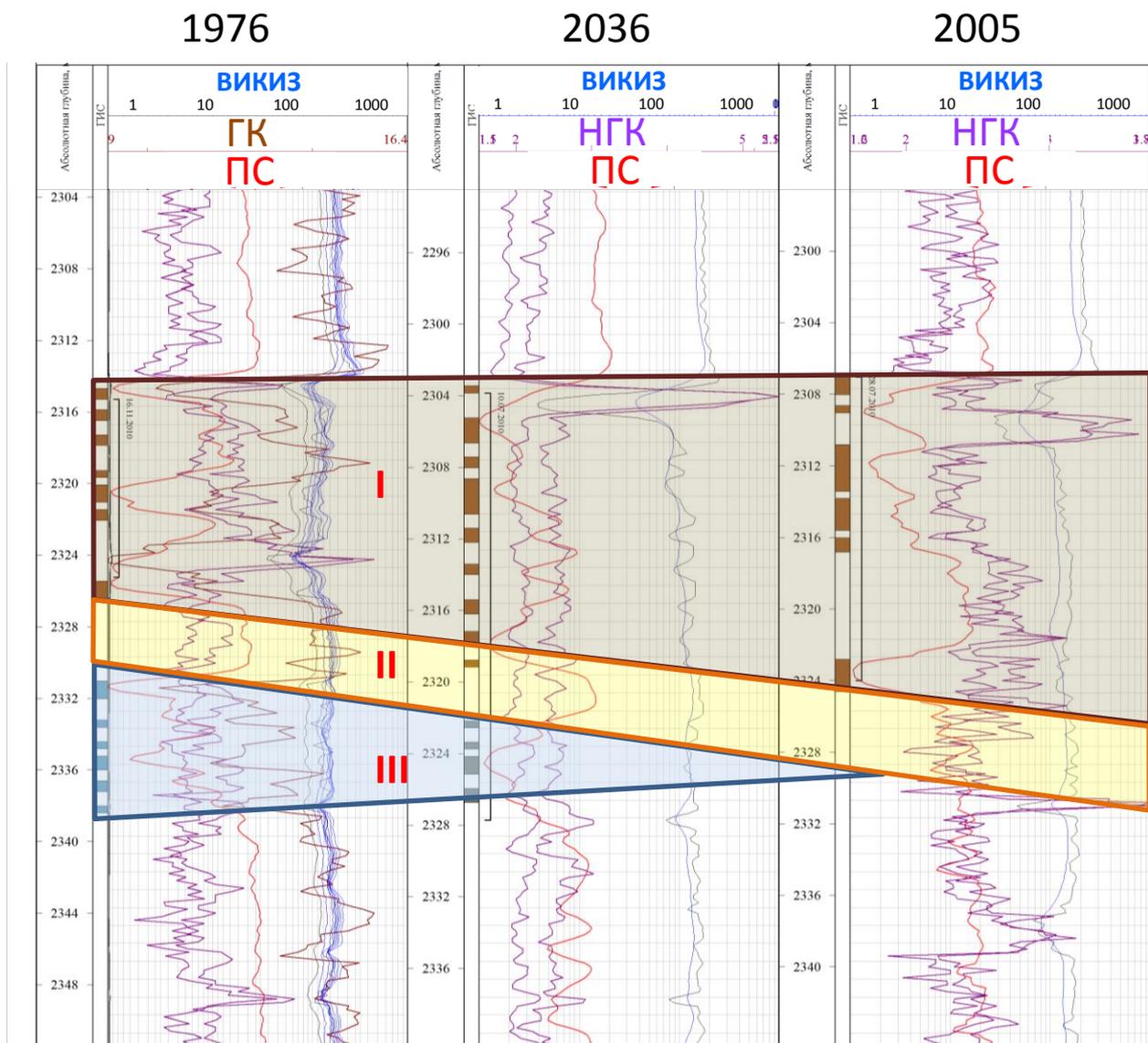


Рисунок 4.18 - Кривые ГИС типичные для трех областей месторождения, слева-направо: водо- и нефтенасыщенные интервалы разделены непроницаемыми пластами; присутствует переходная водо-нефтяная зона; только нефтенасыщенные интервалы.

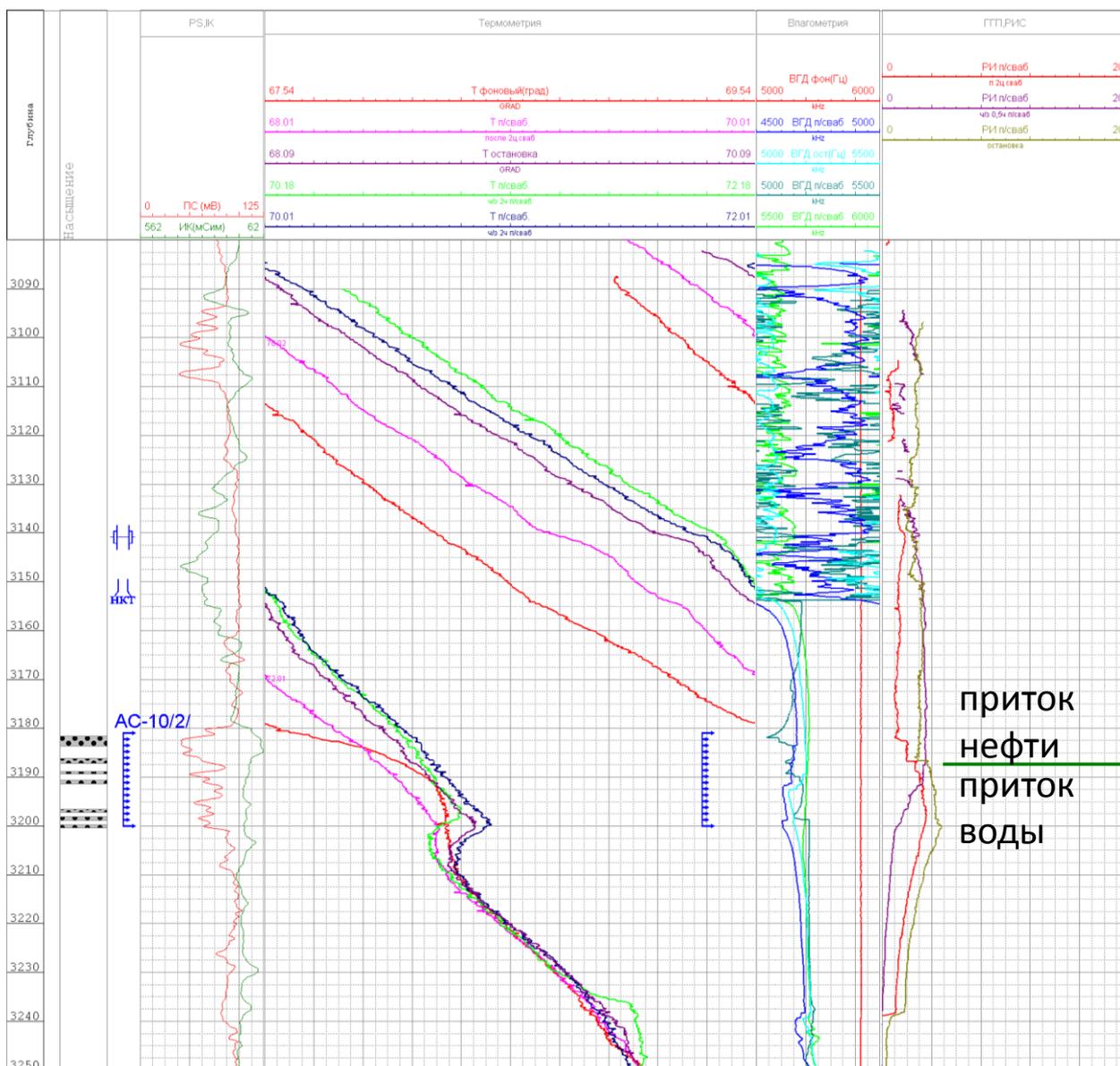


Рисунок 4.19 – Планишет с кривыми ПГИ при свабировании. Влагометрия в крайнем правом столбце отображает раздел притока нефти и воды.

Физически было бы более правильно использовать разные модели фильтрации для разных областей, но в рамках концепции прокси-модели, с учетом ограниченного объема исследований ОФП и в ограниченных временных рамках было принято решение использовать модель Перрина.

На основании полученных значений гидропроводности, приведенной к единым условиям, осуществляется определение проницаемости по нефти при остаточной воде с использованием данных о работающей толщине. В качестве источника данных о работающей толщине необходимо использовать результаты геофизических исследований скважин. Для уточнения текущей эффективной работающей толщины необходимо привлекать результаты промыслово-геофизических исследований (данные о работающих интервалах, интервалах перетока).

Далее осуществляется непосредственно построение карты проницаемости. Расчет прокси-модели с использованием этой карты проницаемости позволяет выявить грубые расхождения с данными реальных режимов эксплуатации и оперативно внести корректировки в поле проницаемости.

Таким образом, комплексирование методов стационарного мониторинга, методов ГИС, ПГИ и данных технических режимах работы скважин с привлечением прокси-модели позволяет оценивать свойства пласта в межскважинном пространстве, давать обоснованный прогноз добычи, повышать эффективность планирования системы разработки и результативность применения ГТМ.

4.4 Выводы

Раннее взаимовлияние скважин является осложняющим фактором для реализации ГДИС. В Главе 4 предложено несколько способов повышения информативности традиционных исследований в таких условиях.

В частности, в случае наиболее интенсивного взаимодействия (наиболее сложный случай) с помощью комбинирования традиционной технологии ГДИС с методом материального баланса расширены возможности скважинного мониторинга.

Комплексный подход к использованию результатов долговременного стационарного мониторинга совместно с геолого-геофизическими данными открывает возможности контроля состояния межскважинного пространства и «умного» управления разработкой.

Представлен пример реализации части таких возможностей связанный с построением карт проницаемости в рамках двумерной упрощенной гидродинамической модели. В примере использованы результаты автора по повышению информативности контроля разработки, отраженные в предыдущих главах, а также повторно подчеркнута важность комплексного использования всех доступных технологий, а именно гидродинамического мониторинга, ТИ, ПГИ, ГИС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большинство поставленных перед автором задач выполнены, а результаты доведены до практического применения. Основные достигнутые результаты заключаются в следующем.

Проведена формализация понятия «пластовое давление», как результата различных технологий ГДИС и входного параметра для последующего использования при решении прикладных инженерных задач.

Усовершенствована методика гидродинамического мониторинга в условиях изменения параметров пласта, а также разработан алгоритм обработки и интерпретации данных такого мониторинга. Важным преимуществом методики является отсутствие необходимости останавливать скважину, что уже привело к дополнительной добычи 50 тыс.т. нефти в группе компаний ОАО «Газпромнефть».

На основании модели тепломассопереноса в горизонтальной скважине выделены информативные переходные процессы. С использованием аппаратных особенностей распределенных температурных датчиков ОВС и свойств информативных эффектов обоснована специальная методика измерений.

Разработан алгоритм интерпретации данных распределенной термометрии, определена информативность метода в различных условиях для определения профиля и состава притока. Опробован алгоритм интерпретации на примере исследования распределенным оптоволоконным датчиком температуры вертикальной скважины, вскрывающей несколько пластов. Подготовлено методическое обоснование внедрения распределенных оптоволоконных систем.

Разработаны алгоритмы экспресс интерпретации ГДИС в условиях раннего взаимовлияния скважин, в отсутствие диагностических режимов течения (линейный, радиальный, истощение). Это позволило сократить долю неинформативных исследований и снизить количество простаивающих скважин.

Результаты длительного стационарного скважинного мониторинга агрегированы в рамках двумерной гидродинамической модели пласта для определения свойств в межскважинном пространстве и удаленной области залежи, не охваченной бурением. В частности выполнено построение карт проницаемости и пластового давления, включающее данные гидродинамического мониторинга, ТИ, ПГИ, ГИС и прочей доступной информации о месторождении. Это позволило снизить риски и аварийность

бурения новых скважин, а также повысить эффективность управления существующей системы разработки.

Основные перспективы дальнейшей разработки темы связаны с апробацией технологии мониторинга горизонтальной скважины распределенным датчиком температуры, а также с созданием программного обеспечения для обработки таких измерений и совершенствования методов интерпретации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аbruкин А.Л. Потокометрия скважин. - М.: Недра, 1978. – 253с.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с англ. - М.: Недра, 1982. – 408с.
3. Бадалов Г.И. Контроль разработки нефтяных месторождений геофизическими методами. – М.: МИНГ, 1991. - стр. 64.
4. Барышников А.В., Габдрашидов Э.Ф., Никурова Л.Ф., Кременецкий М.И., Кокурина В.В., Гуляев Д.Н. Формирование системы промыслового мониторинга на основе долговременных исследований стационарными датчиками на приеме насоса // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №12. - стр. 41-44.
5. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Ридель А.А. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12.
6. Басин Я.Н., Грунис Е.В. Геофизические исследования скважин на этапе эксплуатации месторождений нефти и газа // НТВ АИС Каротажник. - 1996. - №25. - стр. 11-15.
7. Басин Я.Н., Степанов А.Г. Высокочувствительная термометрия в комплексе с ядерно-геофизическими методами для контроля за нефтяными месторождениями Западной Сибири // Новые методы и аппаратура ядерной геофизики. - 1970. – 116с.
8. Басниев К. С, Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. - М.: Недра, 1993. – 416с.
9. Блажевич В.А., Фахреев И.А., Глазков А.А. Исследование притока и поглощения жидкости по мощности пласта. - М.: Недра, 1969. – 134с.
10. Белоус В.Б, Мажар В.А., Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Новая технология мониторинга нефтяных скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №12. – стр. 62-67
11. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. - М.:Недра, 1973. - 246с.
12. Валлиулин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. - Уфа: Издательство Башкирского государственного университета, 1992. - 168с.
13. Валеев М.Д., Бортников А.Е., Габдрахманов Н.Х., Лаптев В.В., Бадретдинов А.М. Проблемы разработки технологий одновременно-раздельной эксплуатации скважин и

мониторинга притока жидкостей из пластов // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №2. - стр.86-88.

14. Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Соловьев Б.А., Мкртчян О.М., Ларкин В.Н., Пешкова И.Н. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части // Геология нефти и газа. - 2013. - №10. - стр.4-13.
15. Вольпин С.Г., Ломакина О.В. Метод определения параметров низкопроницаемого пласта // Нефтяное хозяйство. - 1988. - стр. 27-30.
16. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. - М.: Недра, 2002. – 880с.
17. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. - М. : Инфра-инженерия, 2009. - 960с.
18. Геофизические методы исследований скважин. Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М. : Недра, 1983. - стр. 592.
19. Гергедава Ш.К., Багринцев М.И. Опыт проведения геофизических исследований скважин по контролю за разработкой газовых месторождений и подземных хранилищ газа // Материалы международного симпозиума '96 по ГИС в процессе разработки нефтяных месторождений с заводнением, Пекин – Пекин, КНР: , 1996. - стр. 88-91.
20. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1971. – 312с.
21. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. - М.: ГАНГ, 1996. - 130с.
22. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. - М.: Недра, 1975. – 160с.
23. Гуляев Д.Н. Гидродинамические исследования при промыслово-геофизическом контроле нестабильно работающих скважин // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук: 25.00.10. - Москва : , 2005. - стр. 212.
24. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – 252с.
25. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. - М.: Недра, 1982. – 448с.
26. Дворкин И.Л., Валиуллин Р.А., Булгаков Р.Б., Загидуллина Ф.Г., Байков А.М., Демин Н.В. Термические способы исследования скважин в процессе их освоения, опробования и капитального ремонта // Нефтяное хозяйство. - 1986. - стр. 15-18.

27. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668с.
28. Деркач А.С., Темиргалиев Р.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Марьенко Н.Н. Особенности и перспективы использования методов промыслово-геофизического контроля на нефтяных и газовых месторождениях Оренбургской области. - М.: Недра, 1995. – 69с.
29. Дияшев И.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Роль новых технологий в системе гидродинамических исследований компании «Сибнефть» // Нефтяное хозяйство. - 2003. - №12. - стр.42-45.
30. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. - М.: ВНИИОЭНГ, 1988. - 56с.
31. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. - М.: Недра, 1975. – 216с.
32. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. - М.: Недра, 1974. - 374с.
33. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. - М.: - 2004. – 520 с.
34. Индрупский И.М. Новые подходы к исследованию нефтяных скважин и интерпретации получаемых данных // Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. - Москва: , 2004. – 142с.
35. Индрупский И.М., Закиров Э.С., Анিকেев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Ключан И.П. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №5. – стр.39-42.
36. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988. – 476с.
37. Ипатов А.И. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. - М.: ИГ ГАНГ, 1998. - 76с.
38. Ипатов А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей. Автореферат на соискание ученой степени д.т.н. - М.: , 1999. – 44с.
39. Ипатов А.И., Городнов А.В., Петров Л.П., Шумейко А.Э., Скопинцев С.П.. Аппробация метода анализа амплитудно-частотных спектров сигналов акустического и

- электромагнитного шума при оценке фильтрации флюида в породах // НТВ Каротажник. – 2004. - №122. - стр.51-66
40. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 780с.
 41. Ипатов А.И., Нуриев М.Ф. Принципы контроля и управления разработкой сложнопостроенных месторождений нефти на основе стационарного долговременного мониторинга пластов и скважин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №10.
 42. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2009. - №5. - стр.2-7.
 43. Исмагилов Р.Ф. Усовершенствование методов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при освоении скважин: Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Москва: , 2010.
 44. Исхаков И.А., Лаптев В.В., Булгаков А.А., Томшин Н.А., Беккель Д.А. Аппаратно-программный комплекс «СПРУТ» для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН \ \ Нефтегаз. – 2009. – стр.44-45.
 45. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. - 128с.
 46. Каптелин Н.Д., Юсупов К.С. Исследование малопродуктивных и нефонтанирующих скважин по прослеживанию уровня. - Тюмень : Труды Гипротыменнефтегаз, 1970. - стр. 174-188.
 47. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. - М. : Недра, 1984. – 268с.
 48. Кокурина В.В. Влияние нестабильных трещин разрыва в нагнетательных скважинах на результаты ГДИС // НТВ Каротажник. - 2010. - № 190. - стр. 81-97.
 49. Кокурина В.В., Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Мельников С.И. Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №5.
 50. Коновалов А.Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. - Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1998. – 166с.
 51. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»,2007. – 400с.

52. Кофанов О.А., Галеев Д.Р., Гарипов О.М., Мустафин Э.Л. Опыт применения и перспективы развития технологии одновременно-раздельной закачки на Южно-Приобской лицензионной территории // Нефтяное хозяйство, 2010. - №12. - стр. 66-68.
53. Кременецкий М.И. Геофизическая информационная система контроля за эксплуатацией газонефтяных и газоконденсатных скважин (научное обоснование и создание автоматизированной системы "Геккон"). Автореферат диссертации на соискание ученой степени д.т.н. - М. : , 1998.
54. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Рыжков В.И., Афанасьева Л.А. Повышение достоверности математического моделирования разработки месторождений нефти и газа на основе совместной интерпретации промыслово-геофизических, гидродинамических и промысловых данных в едином обрабатывающем комплексе // Геофизика. - 2005. - №4.
55. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. - М. : МАКС Пресс, 2008. – 476с.
56. Кременецкий М.И., Мельников С.И., Ипатов А.И., Колупаев Д.Ю., Биккулов М.М., Аминев А.З. Опыт реализации технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при ОРЭ // Производственно-технический журнал «Инженерная Практика». – Москва, 2014. - №1. - стр.42-48
57. Крылов А.П., Глоговский М.М., Фирчинк М.Ф. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 416с.
58. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. - М.: Недра, 1969. – 327с.
59. Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений и технического состояния скважин // Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / ред. В.М. Добрынин. - М.: Недра, 1988.
60. Логинов Б.Г., Блажевич В.А. Гидравлический разрыв пластов. – М.: Недра, 1966. – 147с.
61. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений // Д 153-39.0-109-01. - Москва : , 2002.
62. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. РД-39-100-91. - М. : Миннефтепром., ВНИИ, 1991. – 540с.

63. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов, И.М. Технология и техника добычи нефти. - М. : Недра, 1986. – 384с.
64. Мирзаджанадзе А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. – 368с.
65. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. - М.: Недра, 1990. - 240с.
66. Непримеров Н.Н. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. - Казань : КГУ, 1968. – 161с.
67. Оливье Узе. Анализ динамических потоков – выпуск 4.10.01. - Карра, 2008. - 358с.
68. Рамазанов А.Ш. Автоматизированная система обработки данных гидродинамического зондирования пластов "Гидрозонд" // Материалы научно-практической конференции "Компьютерные технологии ГИС". - Тверь : , 1996. - стр. 74-77.
69. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1982. - 368с.
70. Семенов Ю.В., Войтенко В.С., Обморышев К.М. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне. - М.: Недра, 1983. - 285с.
71. Сидоренко В.В., Тычинский А.Н, Тимохович Ю.И., Сафронов Д.А, Гладков А.В., Кондаков Д.Е. Реализация концепции мониторинга в реальном времени ЮЛТ Приобского месторождения , SPE-136375 \ Society of Petroleum Engineers, 2010.
72. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - Москва: Минэнерго, 2001. – 271с.
73. Устюгов М., Никурова Л., Кокурина В. Формирование системы мониторинга и контроля с помощью погружных датчиков // Нефтегазовая Вертикаль. – 2009. - №12. - стр. 45-47.
74. Хасан Акрам, С.Г. Вольпин, Ю.А. Мясников, И.Р. Дияшев, У. Джон Ли, А.Н. Шандрыгин Исследование малодебитных скважин в России // Нефтегазовое обозрение. - 1999. - №4. - стр. 4-13.
75. Хасанов М., Краснов В., Мусабилов Т., Юдин Е. О пластовом давлении и производительности скважин в системе разработки SPE 135820// Society of Petroleum Engineers, 2010.
76. Хоминец З.Д. Эжекторные многофункциональные пластоиспытатели ЭМПИ-УГИС. Результаты, перспективы и области их применения \ Нефтяное хозяйство. - 2007. - №7. – стр. 119-123.

77. Чарный И.А. Основы подземной гидравлики. - Ленинград : Красный Печатник, 1955. – 260с.
78. Чарный И.А., Подземная гидрогазодинамика. - Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2006. - 414с.
79. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – Москва: Недра, 1965. – 240с.
80. Череменин Г.А. Прикладная геотермия. - Л. : Недра, 1976. – 224с.
81. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. - М. : Наука, 1998. – 304с.
82. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика. - М. : РХД, 2001. – 736с.
83. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике/Пер. с англ. А.Корнилов, И.Вафин. - М. : Институт компьютерных исследований, 2007. – 236с.
84. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512с.
85. Acoustic Telemetry System. http://www.halliburton.com/public/ts/contents/Data_Sheets/web/H/H01910.pdf
86. Agarwal Ram G., Gardner D.C., Kleinstieber S.W., Fussell D. D. Analyzing Well Production Data Using Combined-Type-Curve and Decline-Curve Analysis Concepts, 57916-PA SPE Journal Paper // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - New Orleans, Louisiana: , 1999.
87. Agnew B.G. Evaluation of Fracture Treatments With Temperature Surveys , SPE-1287 // Journal of Petroleum Technology. - 1966. - №17. - pp. 892-898.
88. Algeroy J., Lovell J., Tirado G, Мeууappan R., Brown G., GreenawayR., Carney M., Meyer J.H.Davies J.E., Pinzon I.D. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. - : Oilfield Review, 2010. - pp. 34-41.
89. Araya A., Ozkan, E. An Account of Decline-Type Curve Analysis of Vertical, Fractured, and Horizontal Well Production Data , SPE 77690 // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. - San Antonio, Texas: , 2002.
90. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. - 1945. - pp. 228-247.
91. Baker A., Gaskell J., Jeffery J., Thomas A., Veneruso T., Unneland T. Permanent Monitoring - Looking at Lifetime Reservoir Dynamics // Oilfield Review. - 1995. - pp.32-46.
92. Bateman K., Molenaar M. M., Brown M. D. Lessons Learned from Shell's History of Casing Conveyed Fiber Optic Deployment, 167211-MS SPE Conference Paper \\\ SPE Unconventional Resources Conference Canada. - Calgary, Alberta, Canada: , 2013.

93. Bezerra M.F.C., Da Silva S.F., Theuveny B.C. Permanent Downhole Gauges: A Key To Optimize Deepsea Production , SPE 6991 // Offshore Technology Conference. - Houston, Texas : , 1992.
94. Blasingame T.A., Lee, W.J. Properties of Homogeneous Reservoirs, Naturally Fractured Reservoirs, and Hydraulically Fractured Reservoirs From Decline Curve Analysis , SPE 15018 // Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. - Midland, Texas : , 1986.
95. Blasingame T.A., Johnston J.L., Lee W.J. Type-Curve Analysis Using the Pressure Integral Method SPE-18799 // SPE California Regional Meeting. - Bakersfield, California : , 1989.
96. Blasingame T.A., Lee, W.J., Pressure-Buildup Test Analysis- Variable-Rate Case: A New Approach // SPE Formation Evaluation. - 1989. - №. 4. - pp. 273-280.
97. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation, Supplement to SPE 12777 , SPE-19215 // Society of Petroleum Engineers. - 1989.
98. Bourdet D., Ayoub, J.A., Pirard, Y.M. Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation , SPE-12777 // SPE Formation Evaluation. - 1989. - №. 4. - pp. 293-302.
99. Bourdarot G. Well testing: interpretation methods. - Paris : , 1998. – 337p.
100. Brown G.A. Permanent Reservoir Monitoring Using Fiber Optic Distributed Temperature Measurements, SPE-108791-DL // Society of Petroleum Engineers. – 2005.
101. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber \ OilfieldReview, Winter 2008/2009. - 4 : Vol. 20.
102. Deruck B., Ehlig Economides C., Joseph J. Test Design and Analysis. - : Oilfield Review, 1992.
103. Dietz D.N. Determination of Average Reservoir Pressure From Build-Up Survey // Journal of petroleum technology. – 1965. – №8
104. Doublet D.E., Pande P.K., McCollum T.J., Blasingame T.A., Decline Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases , SPE 28688. - : Society of Petroleum Engineers. - 1994.
105. Dozier G.C. "Don't Let the Temperature Log Fool You"-False Indications of Height Containment From Case Studies in a Tectonically Stressed Environment , SPE-25869 // Society of Petroleum Engineers, 2009.
106. Economides M., Nolte, K. Reservoir stimulation. - Chichester : John Wiley & Sons Ltd, 2000. - 3rd : 823p.
107. Economides M.J, Boney C.L. Ch.1. Reservoir Stimulation in Petroleum Production // Reservoir Stimulation / book auth. Economides M. Nolte K. - 2000.

108. Fayers F.J., Matthews, J.D., Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities , SPE-11277 // SPE Journal. - 1984. - 2 : T. 24. – pp.224-232.
109. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves // Journal of Petroleum Technology. - 1980. - №6.
110. Gallivan J.D., Kilvington, L.J., Shere, A.J. Experience With Permanent Bottomhole Pressure/Temperature Gauges in a North Sea Oil Field , SPE 13988 // SPE Production Engineering. - 1988. - pp. 637-642.
111. Gringarten A.C., Ramey, H.J. Jr., The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady Flow Problems in Reservoirs // SPE Journal. - 1973. - 13 : Vol. 5. - pp.285-296.
112. Gringarten A.C., Ramey, H.J. Jr. and Raghavan, R. Unsteady State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Vertical Fracture // SPE Journal. - 1974. - 14 : Vol. 4. - pp. 347-360.
113. Gringarten A.C. Ramey H.J., Raghavan R. Applied Pressure Analysis for Fractured Wells , SPE 5496 // Society of Petroleum Engineers. - 1975.
114. Gringarten A.C., Reservoir Limit Testing For Fractured Wells, SPE-7452 // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. - Houston, Texas : , 1978.
115. Guyod H Temperature Well Logging (in 7 parts). - : Oil Weekly, 1946.
116. Hanaey Dandarawy Mustafa, Ghassan Abdouche, Osama Hamdy Khedr, Antoine Elkadi, Ali Moahmed Al-Mutairi. A New Production Logging Tool Allows A Superior Mapping Of The Fluid Velocities And Holdups Inside The Well Bore , SPE-93556-MS // Society of Petroleum Engineers. - 2005
117. Horne R.N. Modern Well Test Analysis. - : Petroway Inc., 1995. – 257p.
118. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells // Third world Petroleum Congress The Hague Sec. II, 1951. - №9. – pp.503 -523.
119. Hurst R. Unsteady flow of Fluids in Oil Reservoirs // Journal of Applied Physics. - 1934. - T. 5. - pp. 20-30.
120. Kading H.W, Hutchins J.S. Temperature Surveys: The Art of Interpretation. - : American Petroleum Institute, 1969.
121. Konark Ogra, Yogesh Chandra , Arun Pandey, Vibhor Verma, Ajit Kumar, Ravi Sinha. Evolution of Production Logging Technologies and Capabilities: In Quest to Know the Unknown, A Brownfield Case Study, Mumbai High, ONGC Western Offshore, SPE-153396-MS // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India: , 2012
122. Kremenetskiy M.I., Kokurina V.V. Well-Test Interpretation with Behind-the-Casing Crossflow, SPE 115323 \\ Society of Petroleum Engineers. - 2008.

123. Lee J. Well Testing. - 1982. - SPE Textbook Series : Vol. 1.
124. Marzooqi A., Fahim M., Keshka A., Alvi A., Salem D., Brown G., Neyaei F.A. Distributed Temperature Sensing (DTS) Enables Injectivity Visualization To Enhance Stimulation Efficiency , SPE 141239 // Society of Petroleum Engineers. - 2011.
125. Maslennikova Y., Bochkarev V.V., Savinkov A.V., Davydov D.A. Spectral Noise Logging Data Processing Technology, 162081-RU SPE Conference Paper // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. - Moscow, Russia: , 2012
126. Nestelrode W.A. The Use of Pressure Data From Permanently Installed Bottom Hole Pressure Gauges , SPE 590 // Society of Petroleum Engineers. - 1963.
127. Osama S. Karaman, Roy L. Kutlik, Ed L. Kluth. A Field Trial to Test Fiber Optic Sensors for Downhole Temperature and Pressure Measurements, West Coalinga Field, California, 35685-MS SPE Conference Paper // SPE Western Regional Meeting. - Anchorage, Alaska: , 1996.
128. Popov Yu., Parshin A., Chekhonin E., Gorobtsov D., Miklashevskiy D., Korobkov D., Suarez-Rivera R., Green S. Rock Heterogeneity From Thermal Profiles Using an Optical Scanning Technique ARMA-2012-509 //American Rock Mechanics Association. - 2012
129. Riling E.H. Thumsco "Y" Tool Unique Production Tool, SPE-3698-MS \ Society of Petroleum Engineers. – 1971.
130. Perrine R.L. A unified theory for stable and unstable miscible displacement \ Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. - N3. – Vol.3.
131. Sui W. ,Zhu D., Hill A.D. , Ehlig-Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements , SPE-116270. - : Society of Petroleum Engineers, 2008.
132. Walsh D.M., Leung, K.H. Postfracturing Gas-Well-Test Analysis Using Buildup Type Curves, SPE-19253 // SPE Formation Evaluation. - 1991. - pp. 393-400.