

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

На правах рукописи

УДК 550.832:622

МЕЛЬНИКОВ СЕРГЕЙ ИГОРЕВИЧ

МЕТОДИКА РАЗДЕЛЬНОГО ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ
НЕФТЯНЫХ 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

Ипатов А.И.

Москва 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. МНОГОПЛАСТОВЫЕ НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ - КАК ОБЪЕКТ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	10
1.1 Основные задачи промыслово-геофизического контроля при эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений	12
1.2 Скважинная барометрия как метод геофизического и гидродинамического контроля.....	15
1.2.1 Замер давления на точке (технология ГДИС)	16
1.2.2 Замер профиля давления в стволе скважины (метод ПГИ).....	18
1.2.3 Комбинированные системы долговременного мониторинга добычи и контроля разработки нефтяных месторождений на базе стационарных глубинных дистанционных информационно- измерительных систем (СИИС)	19
1.3 Обзор применяемых в РФ систем и компоновок одновременно-раздельной добычи	21
1.4 Обзор применяемых в РФ систем и компоновок одновременно-раздельной закачки	29
1.5 Анализ известных методов оценки индивидуальных свойств совместно разрабатываемых нефтяных пластов.....	38
1.6 Основные выводы к главе	42
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ.....	44
2.1 Создание численной модели многопластовой системы	45
2.2 Разработка методики раздельного определения фильтрационных и энергетических параметров пластов для совместно разрабатываемых нефтяных залежей.....	49
2.2.1 Разные проницаемости пластов, скин-факторы равны, пластовые давления равны	50
2.2.2 Проницаемости равны, разные скин-факторы, пластовые давления равны.....	55
2.2.3 Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, пластовые давления равны	59
2.2.4 Влияние на результат различий в пластовых давлениях.....	63
2.2.5 Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, разные пластовые давления, обобщение для N слоев.....	69
2.3 Моделирование трещины ГРП с использованием ортогональной сетки	72
2.4 Обоснование методики раздельного определения фильтрационных и энергетических параметров пластов для совместно разрабатываемых нефтяных залежей.....	81
2.5 Основные выводы к главе	82
ГЛАВА 3. ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ.....	83
3.1 Многопластовая разведочная скважина, поинтервальные опробования.....	83
3.2 Многопластовая эксплуатационная скважина с ОРД и СИИС	87
3.3 Многопластовая эксплуатационная скважина без ОРД с байпасной компоновкой.....	92
3.4 Основные выводы к главе	102

ГЛАВА 4. ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ СОВМЕСТНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ГРП	103
4.1 Анализ термических процессов в добывающей скважине с ГРП	104
4.2 Создание численной модели системы «скважина-пласт» с термической опцией.....	107
4.3 Моделирование термодинамических процессов в добывающих скважинах	110
4.3.1 Результаты моделирования теплового поля многопластовой залежи в отсутствие трещины гидроразрыва	110
4.3.2 Результаты моделирования теплового поля многопластовой залежи при вскрытии пласта трещиной гидроразрыва	112
4.3.3 Анализ информативности термометрии в пласте, вскрытом трещиной ГРП	114
4.4 Методика определения параметров многопластовой залежи, осложненной трещинами ГРП по результатам термометрии в работающей скважине	121
4.5 Основные выводы к главе	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	128

ВВЕДЕНИЕ

По оценкам экспертов более 70% запасов нефти в России относятся к числу трудноизвлекаемых (ТРИЗ), среди них значительный объем запасов сосредоточен в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). При этом задача наращивания темпов добычи нефти на действующих и новых месторождениях была и остается актуальной. Одним из способов решения данной задачи может быть ускоренное вовлечение в разработку многопластовых месторождений. Экономически рентабельная разработка многопластовых месторождений с низко проницаемыми коллекторами невозможна без совместного вскрытия одним стволом нескольких объектов. Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) месторождений, которая включает в себя одновременно-раздельную добычу и закачку (ОРД и ОРЗ), подразумевает разработку многопластовых объектов единой сеткой скважин, что позволяет:

- повысить срок рентабельной эксплуатации скважин;
- в несколько раз сократить объем бурения и капитальные затраты;
- более чем в 1.5 раза снизить эксплуатационные расходы на удельную добычу нефти.

При этом необходимо обеспечить контроль совместной разработки. Основой контроля являются комплексные промыслово-геофизические (ПГИ) и гидродинамические (ГДИС) исследования скважин. Задачей этих исследований является раздельная оценка энергетических и фильтрационных параметров, характеристик совершенства вскрытия (скин-факторов и др. производных параметров) каждого из совместно эксплуатируемых пластов. Однако стандартные ГДИС способны определять лишь интегральные параметры многопластовой системы, без разделения фильтрационных, энергетических свойств, характеристики качества вскрытия по отдельным пластам. Поэтому становится актуальной задача совершенствования не только технологий проведения исследований скважин, но и методов интерпретации получаемых данных, а так же способы анализа и обобщения потоков информации.

Цель работы

Разработка методики определения индивидуальных продуктивных, фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов при их совместной эксплуатации на основе данных промыслово-геофизического и гидродинамического контроля разработки многопластовых нефтяных месторождений.

Основные задачи исследований

1. Анализ современных технологий контроля разработки многопластовых месторождений, обеспечивающих непрерывный мониторинг технологических показателей совместно вырабатываемых пластов.

2. Обоснование выбора оптимальных видов компоновок для одновременно-раздельной эксплуатации, обеспечивающих максимальную информативность промыслово-геофизических и гидродинамических исследований при разработке многопластовых нефтяных месторождений при минимальных затратах.

3. Разработка методики определения индивидуальных фильтрационно-емкостных, энергетических свойств и характеристик вскрытия каждого из совместно эксплуатируемых нефтяных пластов по данным промыслово-геофизического и гидродинамического мониторинга работы скважины в зависимости от типа ее заканчивания.

4. Теоретический и экспериментальный анализ информативности геофизических и гидродинамических методов контроля разработки многопластовых залежей скважинами с селективными трещинами гидроразрыва.

Методика исследований

При решении задач, поставленных в диссертационной работе, выполнены: обобщение и анализ отечественных и зарубежных публикаций по данной проблеме; численное моделирование процессов тепломассопереноса в системе совместно вскрытых пластов, в том числе при гидроразрыве; обобщение и анализ результатов геофизических и гидродинамических исследований скважин.

В ходе выполнения работы соискатель использовал программное обеспечение отечественных и зарубежных компаний. Для численного моделирования: «Eclipse100», «Eclipse300» (Schlumberger), tNavigator (RFD). Для интерпретации материалов ГДИС и ПГИ: «Saphir», «Topaze» (Kappa Engineering); «Камертон-Контроль» (НПП «ГЕТЭК»).

Достоверность научных выводов и рекомендаций подтверждена обобщением и анализом результатов опубликованных отечественных и зарубежных исследований, оценкой информативности предложенных 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. Предложен способ оценки индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых объектов на основе комплексирования результатов ГДИС и ПГИ с привлечением информации о соотношении фильтрационных свойств или характера вскрытия пластов, защищенный патентами РФ №2476670 «Способ определения фильтрационных свойств совместно работающих пластов» [51] и № 2476669 «Способ определения фильтрационных параметров пласта» [52], опубликованными 27.02.2013 г.

2. При наличии трещин гидроразрыва пласта установлена взаимосвязь скин-факторов каждого из совместно вскрытых объектов с динамикой изменения индивидуальных дебитов пластов при запуске скважины.

3. На основе вышеуказанной взаимосвязи разработан метод определения индивидуальных скин-факторов, фильтрационных и энергетических параметров пластов, не требующий дополнительных априорных данных.

4. Установлено, что в скважинах с трещиной ГРП на температурной кривой от времени при запуске скважины в работу имеется минимум, связанный с адиабатическим эффектом, образующийся вследствие высокой проводимости трещины. Установлена взаимосвязь времени наступления минимума с длиной трещины ГРП и фильтрационными свойствами пласта.

5. На основе вышеуказанной взаимосвязи разработан метод определения длин трещин для нижнего из совместно вскрытых продуктивных интервалов с последующим расчетом параметров верхнего пласта.

6. На основе совокупности предложенных решений по оценке индивидуальных параметров пластов обоснована матрица информативности ГДИС-ПГИ для объектов с ОРЭ исходя из геолого-промысловых особенностей исследуемых объектов.

Защищаемые положения

1. Достоверная оценка индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно разрабатываемых пластов без специальных компоновок ОРЭ возможна только при использовании априорной информации.

2. Априорная информация о соотношении скин-факторов может быть получена по результатам ПГИ на основе мониторинга динамики дебитов или температуры в интервалах пластов при запуске скважины.

Основными защищаемыми результатами является

1. Классификация систем ОРЭ на основе информативности ГДИС. Обоснованы рекомендации по выбору систем ОРЭ, обеспечивающих прямые оценки индивидуальных параметров совместно вскрытых пластов по результатам ГДИС-ПГИ.
2. Метод определения скин-факторов пластов на основе мониторинга динамики изменения дебитов пластов при запуске скважины.
3. Метод определения характеристик совершенства вскрытия нижнего из совместно эксплуатируемых продуктивных интервалов на основе контроля изменения температуры в стволе скважины при ее запуске.
4. Способ аналитической оценки индивидуальных параметров пластов на основе использования априорной информации о соотношении фильтрационных свойств или скин-факторов пластов.
5. Обоснованы условия применимости авторской методики по оценке индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов для различных объектов с ОРЭ на основе матрицы информативности ГДИС-ПГИ с учетом геолого-промысловых особенностей исследуемых объектов.

Практическая значимость и личный вклад

Предложенные методики проведения и комплексной интерпретации результатов ГДИС и ПГИ позволяют определять индивидуальные параметры совместно эксплуатируемых пластов: фильтрационные свойства, скин-факторы и пластовые давления. На основе этих данных обоснована целесообразность геолого-технологических мероприятий (ГТМ) по оптимизации разработки многопластовых месторождений: селективные ГТМ по интенсификации притока, повторные ГРП, адресная оптимизация закачки и отборов для предотвращения «языкового» обводнения по более проницаемому пласту и др.

Личный вклад автора состоит в обосновании и разработке численной модели для описания тепломассопереноса в системе совместно вскрытых пластов с трещинами ГРП. На основе моделирования и экспериментов в скважине автором:

- выполнен анализ достоверности предложенных методов оценки индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров пластов при их совместной эксплуатации;
- выявлены взаимосвязи: скин-факторов пластов и динамики изменения дебитов пластов при запуске скважин; времени наступления минимума на кривой температуры и длины трещины ГРП;

– разработан алгоритм комплексной интерпретации результатов ГДИС и ПГИ, позволяющий определять индивидуальные фильтрационные и энергетические параметры пластов, их скин-факторы.

Реализация в промышленности

Внедрение разработанной автором методики позволило увеличить информативность исследований на скважинах, вскрывающих одновременно несколько нефтяных объектов. Методика широко применяется для оценки индивидуальных свойств на многопластовых месторождениях компании ОАО «Газпром нефть», в том числе и на зарубежных активах. На основе предлагаемых автором методик проведено более 40 комплексных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Предложенные автором технологии позволяют проводить ГДИС-ПГИ без потери добычи нефти с использованием дистанционных стационарных информационно-измерительных систем (СИИС). Экономический эффект от данного решения для 20 скважин, без дополнительного оборудования по разобщению пластов, позволил сократить затраты на исследования в компании ОАО «Газпром нефть» в размере около 160 млн. руб.

Апробация работы

Результаты работы были представлены на научно-технических конференциях (НТК) и семинарах:

– НТК «Геофизические и промысловые исследования горизонтальных скважин», г. Петергоф, 2015 г.;

– X Всероссийская НТК «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса» г. Москва, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014 г.;

– V ежегодный производственно-технический семинар «Практика применения технологий ОРД и ОРЗ, проектирования и интеллектуализации разработки многопластовых месторождений» г. Москва, 2011 и 2013 гг.;

– Конференция и Выставка SPE «Российская нефтегазовая конференция и выставка», г. Москва, 2010, 2012 и 2014 гг.;

– «Горизонтальные и многозабойные скважины - все ли возможности исчерпаны», SPE, г. Москва, 2013 г.;

– Студенческая научная конференция «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, 2010 и 2012 гг.;

– Всероссийская НТК «Проблемы и опыт разработки трудно-извлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений», г. Санкт-Петербург, 2012 г.;

- Семинар «Инновации в нефтяной геологии и геофизике», ОАО «ЦГЭ», г. Москва, 2011 г.;
- 11-я творческая конференция молодых специалистов ОАО «Газпром нефть», г. Ноябрьск, 2011 г.;
- 10-я НТК «Мониторинг разработки нефтяных и газовых месторождений: разведка и добыча», г. Томск, 2011 г.;
- III Международный научный симпозиум «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов», ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова», г. Москва, 2011 г.;
- Корпоративная НТК молодых специалистов ОАО «Газпром нефть», Сколково, 2011 г.;
- Международная научно-практическая конференция «Инновационные технологии – основа реализации стратегии Блока разведки и добычи ОАО «Газпром нефть», г. Санкт-Петербург, 2010 г.

ГЛАВА 1. МНОГОПЛАСТОВЫЕ НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ - КАК ОБЪЕКТ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Задача наращивания темпов добычи нефти на действующих месторождениях была и остается актуальной в настоящее время. Одним из способов решения данной задачи может быть ускоренное вовлечение в разработку многопластовых месторождений. Под термином «многопластовые» нефтяные месторождения понимаются такие месторождения, на которых залежи разделены на пласты – объекты разработки, имеющие индивидуальную гидродинамическую систему, когда каждый объект характеризуется своими контрастно отличающимися флюидалными и фильтрационно-энергетическими свойствами, разделены между собой непроницаемыми породами [16]. Следует отметить, что большинство нефтегазовых месторождений Российской Федерации имеют многопластовую структуру.

Есть несколько подходов к разработке многопластовых нефтяных залежей. Первый заключается в том, что каждый пласт разрабатывается отдельной сеткой скважин. К преимуществам данного метода можно отнести лучшую выработку пластов, возможность управления процессами разработки, простоту в организации геофизических исследований на действующем фонде. Однако данный подход требует больших экономических затрат на бурение, так как количество вводимых скважин будет расти пропорционально количеству эксплуатируемых объектов.

Второй подход предполагает эксплуатацию несколько объектов одной сектой скважин. Зачастую на многих месторождениях бурение скважин индивидуальной сеткой является нерентабельным, особенно это касается низкопроницаемых или имеющих малые нефтенасыщенные толщины пластов. В этих условиях единственным экономически оправданным методом является возможность разрабатывать многопластовое месторождение единой сеткой скважин, что также позволяет «сгустить» сетку по каждому отдельному пласту. Существуют и смешанные системы, когда добывающие скважины бурятся на каждый пласт, а нагнетательные скважины вскрывают одновременно несколько объектов [58].

Однако любая одновременно-раздельная разработка нефтяного месторождения запрещена государственными органами Российской Федерации без обеспечения надежного раздельного контроля динамики технологических параметров вырабатываемых пластов и без обеспечения управления выработкой отдельных пластов. Как минимум, должен быть обеспечен учет отборов добываемой жидкости и объемов закачиваемой воды для каждого объекта, а также гидродинамический мониторинг энергетики каждого совместно разрабатываемого

пласта. Основные требования к комплексам ГДИС и ПГИ изложены в РД 153-39.0-109-01 и Постановлении Госгортехнадзора в области охраны недр №71 от 06.06.2003 г. пункт 113: «Одновременно раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего возможность реализации раздельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта раздельно и проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов» [96,93].

Одним из основных элементов контроля разработки нефтегазовых залежей являются гидродинамические методы (ГДИС) и промыслово-геофизические (ПГИ) исследования скважин. Именно эти методы и их комплексы позволяют получать индивидуальную информацию о текущих технологических параметрах, динамике изменения фильтрационных свойств и параметров совершенства вскрытия объектов. Обеспечить непрерывный контроль динамики изменения фазовых дебитов, фильтрационных и энергетических свойств пластов, текущих параметров ближней зоны (скин-фактора) позволяют, в частности, стационарные информационно-измерительные системы (СИИС). Внедрение подобных систем на месторождениях позволяет обеспечить:

- непрерывный контроль разработки каждого пласта в режиме реального времени;
- снижение затрат на проведение плановых исследований в 4 раза;
- сокращение потерь добычи нефти во время исследований;
- соблюдать требования государственных органов РФ по обеспечению непрерывного раздельного мониторинга добычи и выработки пластов.

Однако стандартные ГДИС в условиях одновременно-раздельной эксплуатации способны определять лишь интегральные параметры многопластовой системы, без разделения фильтрационных и энергетических свойств по отдельным пластам. Одним из решений данной проблемы является внедрение оборудования одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), которые разделены на оборудование: одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) [46]. Подобные способы закачивания многопластовых нефтяных скважин позволяют исключить гидродинамическое взаимовлияние совместно вскрытых пластов, имеющих различные пластовые давления. Внедрение оборудования ОРЭ может позволить не только производить раздельный мониторинг пластовых свойств, но и осуществлять индивидуальное управление разработкой путем изменения профилей приемистости и отбора для каждого из совместно эксплуатируемых продуктивных пластов. В настоящее время данная задача решается на уровне опытно-промышленных работ в большинстве отечественных нефтедобывающих компаний. Разработка многопластовых нефтяных месторождений единой сеткой скважин позволяет:

- повысить срок рентабельной эксплуатации скважин;
- сократить объем бурения на многопластовом месторождении в 2 раза;
- снизить в 1.5 раза эксплуатационные расходы на удельную добычу нефти [54].

1.1 Основные задачи промыслово-геофизического контроля при эксплуатации многопластовых нефтяных месторождений

Эффективная разработка многопластовых нефтяных месторождений – сложная комплексная задача, для решения которой необходимы большие массивы информации. Источником данных служат сейсмические, петрофизические, промыслово-геофизические, гидродинамические исследования, анализ керна и пластовых флюидов. В условиях разработки многопластовых месторождений единой сеткой скважин количество информации увеличивается пропорционально количеству эксплуатируемых объектов. В свою очередь сложность получения достоверных результатов возрастает за счет увеличения неопределенности многих факторов. Поэтому отлаженная система промыслово-геофизического контроля (ПГК) призвана выполнять важную роль в разработке многопластовых нефтяных месторождений.

Комплексный ПГК месторождения состоит из геофизических, гидродинамических, промысловых и технологических исследований. Каждый вид исследований решает свой спектр задач. На первом этапе основную информацию о коллекторе обеспечивают геофизические исследования скважин в открытом стволе (ГИС), петрофизические керновые исследования, РVT-исследования пластовых флюидов.

Геофизические методы в России начали активно развиваться, начиная с 1930-50-х годов. Существенный вклад в изучение и совершенствование методов ГИС в открытом стволе внесли советские ученые: Афанасьев В.С., Вендельштейн Б.Ю., Дахнов В.Н., Добрынин В.М., Золоева Г.М., Кашик А.С., Кожевников Д.А., Комаров С.Г., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Неретин В.Д., Поляков Е.Е., Стрельченко В.В., Элланский М.М. и др., а так же зарубежные: Desbrand R., Fertl W.H., Ramey H.I., Schlumberger C.&M., Timur A. и др. [3,4, 23,31,38,39,41,49,64,95,134,133]. По данным ГИС в открытом стволе получают информацию о литологии разреза, о петрофизических и фильтрационно-емкостных свойствах пород и их изменении по разрезу скважины, о характере насыщения пород-коллекторов, о степени неоднородности и др., т.е. определяются статические свойства пластов. Однако методы ГИС не позволяют напрямую определить проницаемость коллектора (особенно в неоднородных низкопроницаемых коллекторах). Для ее расчета используют многопараметрические зависимости (пористость, фациальный состав, структура поровых каналов и др.). Для достоверной оценки зависимости «пористость-проницаемость» в условиях неоднородного коллектора необходима привязка к

результатам керновых исследований. Для многопластовых объектов данные ГИС важны для первоначального анализа и в качестве априорных данных на стадии ПГК.

На втором этапе возникает задача проведения исследований в обсаженных эксплуатационных скважинах. Промыслово-геофизические методы, зарекомендовавшие себя при контроле разработки нефтяных месторождений: радиоактивные, акустические, электромагнитные, термические, методы «притока-состава», гидродинамические. Начало их активного применения датируется 1950-ми годами, когда стали активно развиваться системы искусственного поддержания пластового давления (ППД). Активное участие в исследованиях принимали: Басин Я.Н., Бувич А.С., Валиуллин Р.А., Вендельштейн Б.Ю., Гавура В.Е., Горбачев Ю.И., Дахнов В.Н., Дворкин И.Л., Дьяконов Д.И., Ипатов А.И., Комаров С.Г., Кременецкий М.И., Кузнецов О.Л., Лаптев В.В., Ларионов В.В., Леонтьев Е.И., Марьенко Н.Н., Непримеров Н.Н., Орлинский Б. М., Резванов Р.А. и др. [9,10,25,32,50,53,66,87,89,94].

Можно выделить три основных направления промыслово-геофизического контроля (ПГК) на этапе промышленной эксплуатации.

1. Промыслово-геофизический контроль. Данная область занимается контролем процессов вытеснения флюида в пласте. В первую очередь решаются задачи: оценка динамики изменения положения водо-нефтяного и газо-нефтяного контактов, мониторинг текущего насыщения пластов, контроль выработки извлекаемых запасов и охвата пласта заводнением. Также могут решаться как геологические задачи, например, уточнение геологического строения залежей, так и относящиеся к контролю разработки, например, определение профиля и состава притока/приемистости в процессе эксплуатации и др. В скважинах, где вскрыто сразу несколько продуктивных пластов и отсутствует двухлифтовая конструкция для отдельного учета дебита/расхода, данная область контроля становится обязательной, т.к. только она позволяет проводить прямую оценку индивидуальных дебитов/расходов пластов. Также методы промыслово-геофизического контроля дополнительно могут использоваться для оценки технического состояния скважин, что включает в себя контроль качества и целостности цементного камня, оценка герметичности колонн (в том числе наличие перетоков), определение глубины текущего искусственного забоя и др. Еще одной важной составляющей данного вида контроля является определение мест образования в стволе различных отложений (солевых, гидратных, парафиновых и пр.). На основании всей этой дополнительной информации может даваться обоснование для подземного капитального ремонта скважин. Для скважин с ОРЭ данный контроль имеет высокое значение, т.к. спуск подземного оборудования (пакера, мандрели и пр.) требуют отличного состояния колонны, чтобы избежать аварий, перетоков, отложений и пр.

2. Гидродинамический контроль. Данная область контроля занимается мониторингом основных фильтрационных и энергетических параметров пластов и характеристик призабойной зоны скважины: гидропроводность (kh/μ , где k – проницаемость пласта, h – толщина пласта, μ – динамическая вязкость флюида), пьезопроводность ($k/(\mu\beta)$, k – проницаемость пласта, β – коэффициент упругоэластичности), скин-фактор (характеристика совершенства вскрытия) скважины, а также пластовое давление и температура. Гидродинамические исследования обладают наибольшей глубиной, что позволяет выявлять неоднородности (разломов/экранов/линз) пласта на удалении от скважины, а также выявлять межскважинное взаимодействие. По результатам ГДИС рекомендуют проведение различных геолого-технологических мероприятий, в первую очередь, по интенсификации притока за счет улучшения свойств призабойной зоны (ГРП, СКО, ГКО и пр.). Однако следует отметить, что полученные по результатам этих исследований значения фильтрационных параметров (гидропроводность, скин-фактор и др.) носят интегральный характер и в случае заканчивания некоторыми компоновками ОРЭ позволяет определить свойства многопластовой системы только в целом. Это существенно ограничивает эффективность ГДИС в скважинах с одновременно-раздельной эксплуатацией и решению данной проблемы значительной степени будет посвящена настоящая работа.

3. Технологический контроль. Основными задачами, решаемыми средствами технологического контроля, являются: определение на поверхности общего фазового дебита скважины, точечных оценок забойного давления, определение плотности заполнителя и уровня раздела фаз в стволе скважины. Таким образом, технологический контроль необходим, чтобы выбрать наиболее подходящий режим эксплуатации одного пласта. В случае одновременной эксплуатации нескольких нефтяных пластов без обеспечения раздельного подъема продукции на поверхность необходимо привлекать дополнительные методы индивидуального контроля работы пластов. Данная задача также входит в тематику настоящей работы, так как в значительной степени взаимосвязана с задачами, решаемыми по технологиям ГДИС в скважинах с ОРЭ.

Из общего списка методов особо стоит рассмотреть гидродинамический контроль скважин, который играет важную роль в жизненном цикле месторождения, так как только он позволяет определить фильтрационные и энергетические характеристики пластов в удаленной от скважины зоне. Технологии проведения и методики интерпретации гидродинамических методов исследований скважин разрабатывались с 1950-х годов. Исследованиями в данной области занимались российские ученые: Алиев З.С., Басниев К.С., Боганик В.Н., Бузинов С.Н., Вольпин С.Г., Гриценко А.И., Дияшев Р.Н., Закиров С.Н., Зотов Г. А., Иктисанов В.А., Карнаухов М.Л., Коротаев Ю.П., Кременецкий М.И., Кульпин Л.Г., Кундин А.С., Мирзаджанадзе А.Х., Мясников Ю.А., Рахимкулов И.Ф., Рязанцев Н.Ф., Умрихин И.Д.,

Федоров В.Н., Хасанов М.М., Чекалюк Э.Б., Чернов Б.С., Шагиев Р.Г., Щелкачев В.Н. и др. [11,15,20,34,40,42,47,55,61,102,105,106]. Многие иностранные ученые также посвятили свои работы данной области: Arps J.J., Bourdet D., Cinco-Ley H., Dietz D.N., Dyes A.B., Economides M.J., Fetcovich M.J., Gringarten A.C., Horner D.R., Hutchinson C.A. Jr., Kuchuk F., Lee W.J., Miller C.C., и др. [107,111,112,116,118,119,131].

1.2 Скважинная барометрия как метод геофизического и гидродинамического контроля

Во всех представленных выше методах контроля важнейшее значение занимает параметр давления, измеряемый в скважине. Спектр промыслово-геофизических и технических задач ГИС, требующий для своего решения измерения барограмм, обширен: отбивка уровней флюидов в стволе скважины, оценка плотности смеси заполнителя ствола, оценка расходных фазовых параметров, оценка пластового давления и ФЕС, оценка совершенства вскрытия в интервале притока в ствол и др. Часть из них может быть решена без привлечения дополнительных методов ГИС, а другая требует совместно с барометрией привлечения дополнительных методов, например, расходомерии. Основной особенностью скважинной барометрии является широкий набор применяемых технологий и методик измерений, а также подходов к интерпретации получаемых результатов.

Возможности скважинной барометрии значительно возросли с момента широкомасштабного внедрения комплексной глубинной высокоточной аппаратуры, регистрирующей одновременно несколько параметров [56]. На сегодняшний момент датчик давления входит почти во всю передовую аппаратуру промыслово-геофизических исследований (ПГИ), предназначенную для решения задач контроля разработки нефтяных и газовых скважин. Также важную роль в развитии скважинной барометрии сыграл переход на цифровую регистрацию параметров и автоматизация основных интерпретационных процессов по обработке и анализу полученной информации.

Скважинная барометрия как метод ПГИ может изучать поле давления и изменение его градиента в стволе скважины или во времени. Поэтому различают два способа регистрации давления: замер на точках (данные технологии относятся непосредственно к ГДИС) и замер профиля давления вдоль ствола скважины (собственно метод скважинной барометрии). Все методики исследований могут быть классифицированы в зависимости от возможных условий измерений в скважине: стационарное, квазистационарное, нестационарное. Стационарные поле (статика) давления измеряется в длительно простаивающих скважинах, квазистационарное поле (например, установившаяся динамика) – в длительно работающих скважинах, нестационарное

поле – в кратковременно работающих и недавно остановленных скважинах, а также в процессе смены режимов отбора и закачки.

1.2.1 Замер давления на точке (технология ГДИС)

Для многопластовых нефтяных объектов результаты гидродинамических способов испытания при освоении скважин, а также данные о динамике изменения устьевых, забойных и пластовых давлений занимают центральное место в системе мониторинга добычи и контроля разработки.

При опробовании скважины (рис. 1.а) можно определить гидропроводность пласта, оценить начальное пластовое давление и скин-фактор. Контроль динамики изменения забойного давления в работающих скважинах (рис. 1.б), в совокупности с замерами дебита на поверхности, позволяют не только выбирать оптимальный режим работы скважины, но и определить наличие и характер границ зоны дренирования, оценить темп падения пластового давления и изменения скин-фактора во времени, определить фильтрационные свойства в удаленной от скважины зоне.

Измерение кривой падения давления (КПД) в нагнетательной скважине (рис. 1.в) позволяет оценить пластовое давление и гидропроводность, что чрезвычайно важно для управления заводнением пластов, особенно при разработке многопластовых объектов.

Не так давно в широкую практику вошел контроль забойного давления при гидроразрыве пласта (ГРП) (рис. 1.г). Это становится особенно важно, когда ГРП делают на разные пласты, изолируя их друг от друга. Подобный гидродинамический контроль может позволить оценить пластовое давление каждого пласта отдельно, а при наличии циклов отработки скважины появляется возможность определения фильтрационных параметров пласта.

Спектр задач и методик интерпретации ГДИС на сегодняшний день обширен. Теоретические основы способов оценки фильтрационных параметров пластов, скин-фактора, пластового давления разрабатывались и совершенствовались многими специалистами. Первоначально применяли исследования на установившихся режимах - метод индикаторной диаграммы. Подобный метод позволяет оценить пластовое давление и продуктивность скважины, однако, разделить проницаемость и скин-фактор скважины не возможно. Метод хорошо подходит для высокопродуктивных скважин, когда время выхода на установившийся режим небольшое.

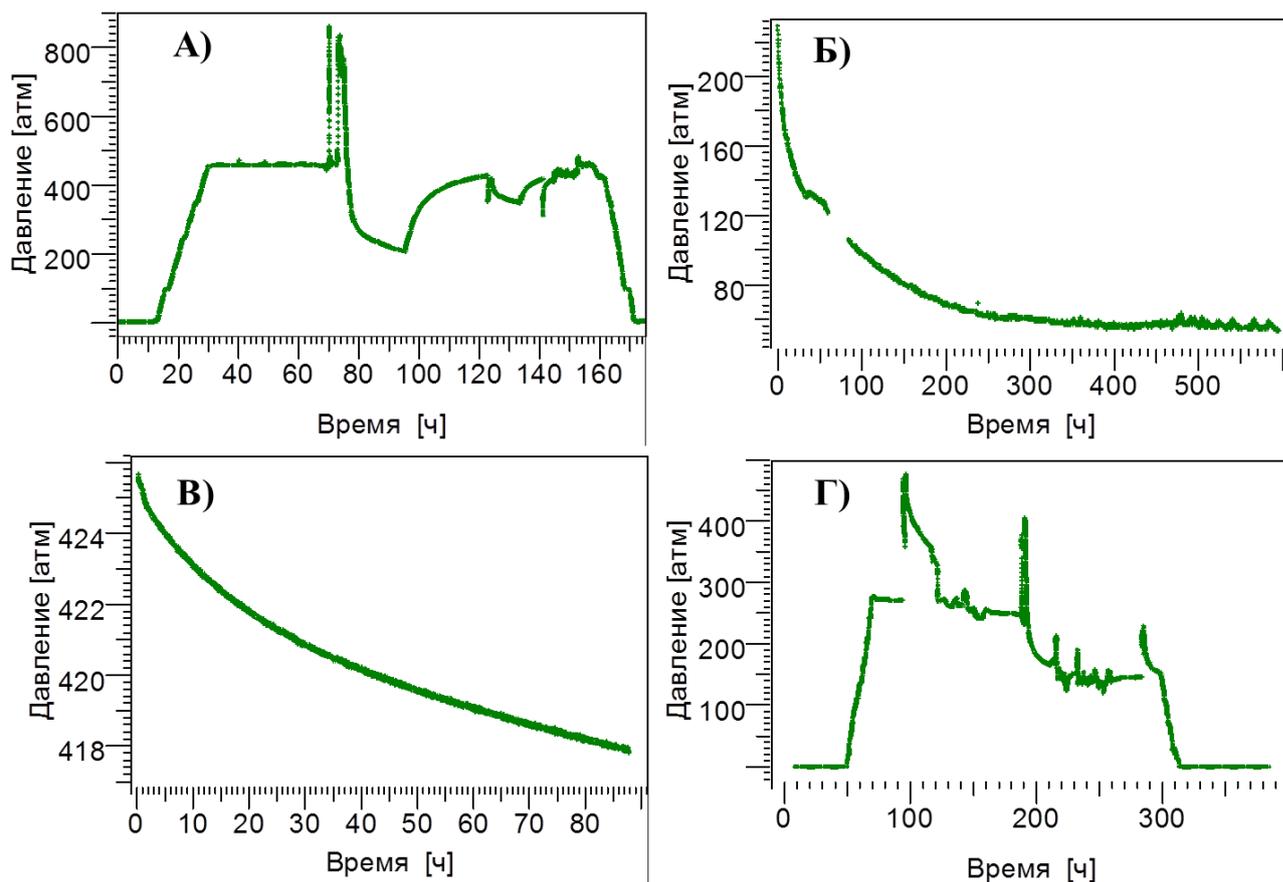


Рисунок 1.1 - Контроль забойного давления в скважинах: а) манометром при опробовании скважины, б) манометром на приеме ЭЦН при запуске скважины, в) манометром в остановленной нагнетательной скважине, г) автономным манометром в скважине во время ГРП

В последующем развитие получили нестационарные методы ГДИС. Изначально были разработаны модели притока в совершенную вертикальную скважину (методы Щелкачева В.Н., Баренблатта Г.И., Басниева К.С. и др. [5,12,106]). Работы Dyes A.B., Horner D.R., Hutchinson C.A. Jr., Miller C.C. и др. позволили учесть скин-фактор (мера несовершенства скважины) [122,131]. Для карбонатных коллекторов с трещинной структурой была предложена модель двойной пористости - работы Warren J., Root P. [135] и др. С появлением технологий по гидроразрыву пласта (ГРП) Blasingame T.A., Economides M.J., Gringarten A.C., Lee W. J. и др. разработали теорию ГДИС для определения основных параметров трещины ГРП [59,108,117,120,121]. Но основным прорывом в области интерпретации ГДИС была работа Dominicue Bourdet в 1983 году, в которой было описано применение производной давления в двойных логарифмических координатах для более точного выявления динамики изменения давления [110,112]. Данный диагностический способ позволил быстрее и достовернее проводить интерпретацию исследований с возможностью выделения основных режимов течения в пласте (линейный, радиальный, сферический и др.).

Моделями многопластовых объектов занимались многие ученые Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н, Вахитов Г.Г., Грайфер В.И., Федоров В.Н., Bourdet D., Earlougher R.C., Larsen L., Lefkovits H.C., Katz M.L., Kazemi H., Kucuk F. [14,26,35,36,109,114,124,125,127,128,130] и др. Часть исследователей разрабатывали модели только для двух одновременно вскрытых пластов (Katz M.L., Larsen L. и др.), другие работали над созданием аналитических моделей без ограничений на количество пластов (Lefkovits H.C., Kazemi H., Earlougher R.C.).

1.2.2 Замер профиля давления в стволе скважины (метод ПГИ)

Глубинный манометр является обязательной составной частью современного приборного комплекса ПГИ. Спектр задач, решаемых с помощью замера профиля давления в стволе скважины не так велик по сравнению с замером давления во времени на точке, однако, эти записи могут быть крайне важны при решении задач по контролю разработки нефтяных месторождений. Наиболее часто встречающимся и тривиальным направлением скважинной барометрии можно считать отбивку уровней жидкости на забое скважин, определение плотности флюида ($\frac{\Delta P}{\Delta h} = \rho * g$) в неподвижном столбе (рис. 2а,б), а также его истинных фазовых содержаний и определение интервалов с повышенной плотностью. В случае многофазного заполнения ствола скважины появляется дополнительная возможность локализовать устойчивые скопления газовых пробок, по которым косвенно можно судить об интервалах притока газа. Движение газовых пузырей значительных размеров также может быть выявлено при пересчете градиента давления в плотность при изменяющихся режимах работы скважины. Кроме того, замер профиля давления по стволу скважины позволяет проводить отбивку отдельных элементов конструкции эксплуатационных скважин. Если учесть, что гидравлические потери давления на трение преимущественно зависят от квадрата скорости потока (V) и диаметра труб $\Delta P_{тр} \approx \frac{\lambda * V^2}{d}$, то интервалы сужения колонн, сужения в местах установки пакеров можно выделять по барограмме, зарегистрированной на режиме динамики (в условиях существенных скоростей потока – например, в газовых скважинах).

Наличие двух и более манометров в конструкции (в суживающих местах) многопластовой скважины, может позволить оценить расход жидкости на каждый пласт в мандрелях ОРЭ. Данный метод работает по принципу дифференциального манометра. Подробнее технологии и области применения скважинной барометрии при решении задач контроля разработки были описаны Ипатовым А.И. и Кременецким М.И. в работе «Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике» [56].

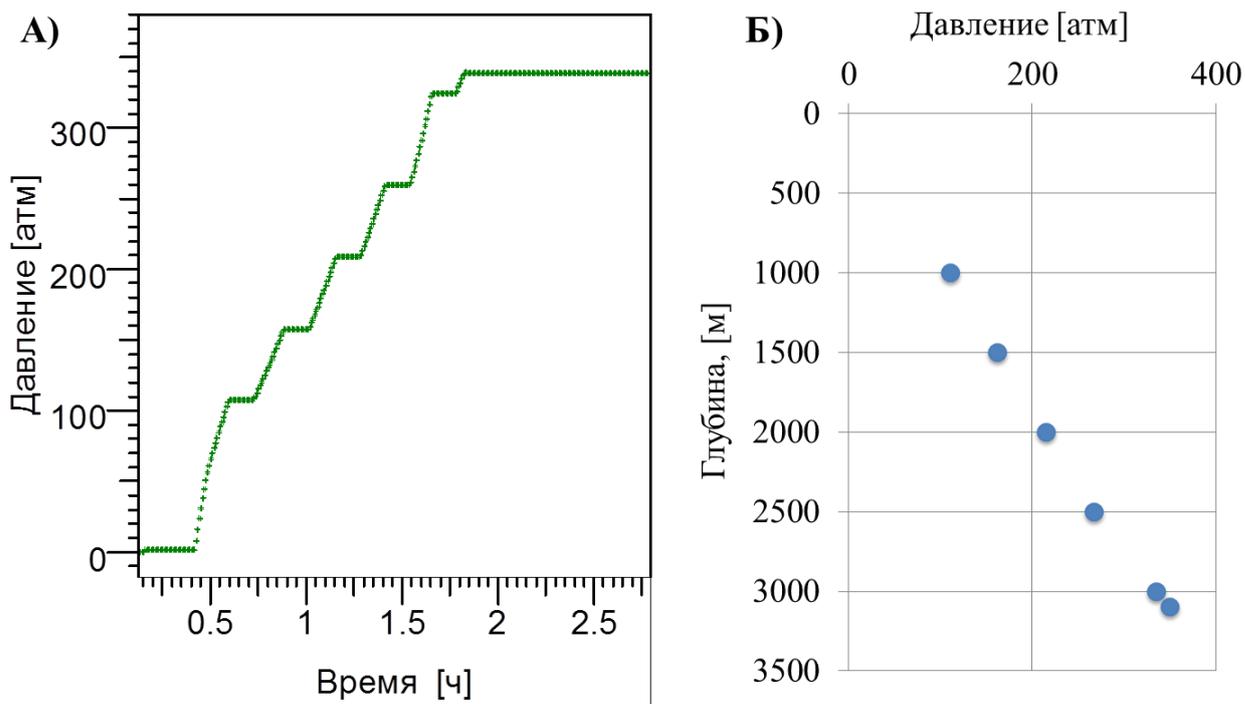


Рисунок 1.2 – Контроль забойного давления в стволе скважины: А) Замер забойного давления в стволе скважины с остановками на точках; Б) Профиль давления в скважине по глубине для расчета плотности заполнителя ствола

Таким образом, скважинная барометрия – полноправный метод комплекса промыслово-геофизических исследований, который кроме решения прямых задач, связанных с получением глубинных профилей давления, может комбинироваться технологиями регистрации забойного давления на точках во времени (технологии ГДИС).

1.2.3 Комбинированные системы долговременного мониторинга добычи и контроля разработки нефтяных месторождений на базе стационарных глубинных дистанционных информационно-измерительных систем (СИИС)

В скважинах, вскрывающих одновременно несколько пластов, комплексное использование технологии ГДИС и ПГИ является приоритетной задачей, т.к. без использования промысловой и гидродинамической информации о профиле притока/приемистости и интервальных характеристик ГДИС не возможно перейти к определению по-объектных фильтрационных и энергетических свойств совместно обрабатываемых нефтяных пластов.

В настоящее время в нефтяной промышленности все чаще стали употреблять словосочетания «интеллектуальная (умная) скважина» или «интеллектуальное месторождение». Именно широкомасштабное внедрение многообразных сенсоров, включая глубинных СИИС позволило нефтяным компаниям от слов перейти к практической реализации проектов по диагностике и управлению работой эксплуатационной скважины дистанционно и в режиме

реального времени. Необходимость решать задачу индивидуального мониторинга работы нефтяных пластов при их совместной эксплуатации стало одним из основных стимулов к активной апробации и внедрению различных видов СИИС [8,13,22,73].

При заканчивании скважин специальным оборудованием ОРД или ОРЗ регистрацию профилей притока и приемистости можно заменить точечными замерами методов оценки расхода, состава, забойных давлений и температуры в кровле интервалов. Чаще всего глубинную СИИС устанавливают непосредственно на забой эксплуатационной скважины, закрепляя датчики в телеметрическом блоке на приеме ЭЦН, в мандрелях на НКТ, либо устанавливают на якорях в колонне или подвешиваемых под ЭЦН на дополнительном кабеле (в виде гирлянды) комплексных измерительных приборов [67]. Также для контроля работы совместно разрабатываемых пластов в однородной сети скважин применяют байпасные системы (Y-tool), которые позволяют спускать в скважину под насос комплексный геофизический прибор и проводить необходимые каротажные записи [6,91,126].

Опыт отечественных нефтяных компаний показывает, что на первом этапе внедрялись автономные системы на якорях с регистрацией на твердотельную память. Недостатком данных систем стали низкие времена наработки на отказ таких измерительных модулей, как механический расходомер или влагомер, а также отсутствие «on-line» канала связи. Данные о работе пластов можно было получить только в момент ремонта скважины, извлекая на поверхность всю компоновку [57]. Поэтому следующим шагом стали СИИС в виде гирлянд подвешиваемых под ЭЦН, а также оборудование опорных скважин байпасными системами “Y-tool”, что позволило проводить непрерывный мониторинг или периодические исследования комплексом ПГИ на скважине, а также оперативно выполнять интерпретацию. Подробный анализ указанных СИИС приведен в монографии Ипатов А.И., Кременецкого М.И., Гуляева Д.Н. «Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей» [54].

На сегодняшний день в крупных российских нефтяных компаниях выработана стратегия реализации различных видов СИИС для обеспечения непрерывного комплексного промыслово-геофизического мониторинга многопластовых нефтяных залежей:

1. Оборудование насосного фонда добывающих скважин измерительными датчиками давления и температуры непосредственно в модулях телеметрии насоса (ТМС), с обязательной обработкой текущих (особенно после запуска скважин) данных замеров забойного давления и устьевого дебита – аналогично стандартным технологиям ГДИС (КСД, КВД, КВУ, ИД).

2. Создание опорных сетей добывающих многопластовых скважин с оснащением их байпасными системами Y-tool или кабельными «гирляндами» под ЭЦН с установкой комплексных геофизических приборов ПГИ в кровле перфорированных интервалов.

3. Обеспечение дистанционными СИИС пьезометрического фонда скважин, который оборудуется также компоновками ОРЭ.

4. Применение точечных или распределенных датчиков температуры (например, на основе оптоволоконной DTS системы) в том числе - в горизонтальных скважинах.

5. Использование систем ОРД с реализацией дистанционного способа управления (гидравлический привод) раскрытием проходных мандрелей (по аналогии с активными компоновками Inflow control devices (ICD), применяемыми в горизонтальных скважинах).

1.3 Обзор применяемых в РФ систем и компоновок одновременно-раздельной добычи

Одновременно-раздельная добыча (ОРД) — совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Скважина оснащается специальным оборудованием для контроля и управления притоком из каждого пласта. Данные технологии разрабатывались, начиная с 1930-х годов, но основная разработка была начата с 1960-х годов. Важную роль в развитие данных технологий сыграл Байбаков Н.К., курирующий в то время нефтяную промышленность. С 1969 г. по 1974 г. технология ОРЭ была внедрена более чем на 4.5 тыс. скважин, что на тот момент составляло более 5% от общего фонда скважин [19,24,46,100].

Многие известные российские ученые посвятили свои исследовательские работы технологиям ОРЭ: Аминев М.Х., Валеев М.Д., Ивановский В.Н., Каплан Л.С., Карамышев В.Г., Куршев А.В., Молчанов Г.В., Мищенко И.Т., Саттаров М.М., Уразаков К.Р., Хасаншин Л.Р. и др. [17,60,83].

На практике выделяют два основных вида компоновок: однолифтовые и двухлифтовые, то есть состоящие из одной или нескольких колонн насосно-компрессорных труб (НКТ). Также существуют системы с одним или двумя способами механизированной добычи с электроцентробежными насосами (ЭЦН) и штанговыми насосами (ШГН). В свою очередь существует два основных типа конфигураций системы ОРЭ с несколькими колоннами: концентрические и параллельные. Одними из первых, кто предложил разделять добычу с применением концентрических колонн, были Беленький В.Н. и Гейман М.А. Данные компоновки чаще всего применялись в тех случаях, когда необходим отдельный учет продукции и предотвращение смешивания в колонне, а также возможность работы при различных давлениях на каждый пласт. Наибольшее применение эти технологии нашли на месторождениях Башкирии и Татарии, за счет большого фонда скважин с ШГН. Технологии ОРЭ на месторождениях Западной Сибири стали применяться позднее. Осложняющими факторами при использовании ЭЦН были большие глубины, высокие пластовые давления и др. С середины 2000-х годов развитие технологий позволило массово внедрять компоновки ОРЭ на скважинах с ЭЦН.

В настоящее время в России данные технологии предлагает множество отечественных и зарубежных сервисных компаний «Лифт-Ойл», «НПФ Геофизика», «Новые Нефтяные Технологии», «Новомет», «НПФ Пакер», ООО НПФ «Геоник», «Weatherford», «Halliburton», «Schlumberger» и др. Существует множество патентов на разработку подземного оборудования для ОРЭ [1,21, 44,45,70,91].

На сегодняшний момент известны следующие основные схемы одновременно-раздельной эксплуатации: «фонтан-фонтан», «фонтан-насос», «насос-насос», «газлифт-газлифт», «нагнетание-нагнетание», «нагнетание-отбор».

Несмотря на большое разнообразие технологических решений, перед инженерами разработчиком всегда будет стоять вопрос об определении индивидуальных параметров пластов. К сожалению не все компоновки позволяют проводить необходимые по регламенту РД 153-39.0-109-01 исследования, характеризующие параметры притока и выработки из пластов индивидуально. Также следует отметить, что информативность исследований напрямую зависит от схемы заканчивания скважины (тип компоновки ОРЭ).

Рассмотрим основные виды заканчивания скважин с компоновками ОРД.

1. Система мониторинга способом механизированной добычи без разделения пластов. Схема данной системы мониторинга представлена на рисунке 1.3. В данном варианте компоновка ОРД имеет достаточно упрощенный характер. Добыча идет совместно из всех перфорированных пластов. Данная схема является самой простой и надежной с технологической точки зрения. Интервальная оценка дебитов возможна по результатам ПГИ. В данном случае депрессия создается одинаковая на оба пласта (депрессия на нижний пласт будет определяться плотностью флюида в стволе скважины и расстоянием между эксплуатируемыми объектами). Подобная технология оправдана в тех случаях, когда пласты находятся на достаточно близком расстоянии, имеют схожие геолого-геофизические характеристики и близкие начальные пластовые давления. Получение индивидуальных фильтрационных параметров пластов затруднено за счет наличия взаимовлияния пластов. По результатам ГДИС определяются только интегральные свойства многопластовой системы. Дифференцировать приток из каждого пласта возможно по результатам ПГИ. Так как в скважине отсутствует дополнительное подземное оборудование, возможны различные варианты проведения исследования. На данный момент существуют технологии позволяющие проводить ПГИ не только в межремонтный период, но и в процессе работы ЭЦН. Вся получаемая информация передается на поверхность в режиме реального времени. Следует отметить, что наиболее информативным методом ПГИ является спуск в скважину байпасной системы (Y-tool). Данная схема позволяет спустить ЭЦН и параллельно проводить исследования ПГИ-ГДИС. В отличие от вызова притока азотированием, исследования с оборудованием Y-tool позволяет проводить

ПГИ на технологической депрессии при насосной эксплуатации, также появляется возможность при необходимости изменять режим работы скважины в момент исследований.

За счет своей низкой стоимости данный способ ОРЭ является пока наиболее распространенным на месторождениях Западной Сибири. Поэтому задача получения индивидуальных параметров (ФЕС, $P_{пл}$, скин-фактор) пластов при совместной эксплуатации крайне актуальна. Ниже автор уделит особое внимание развитию информационного обеспечения именно для такого рода простых систем наблюдения при ОРЭ.

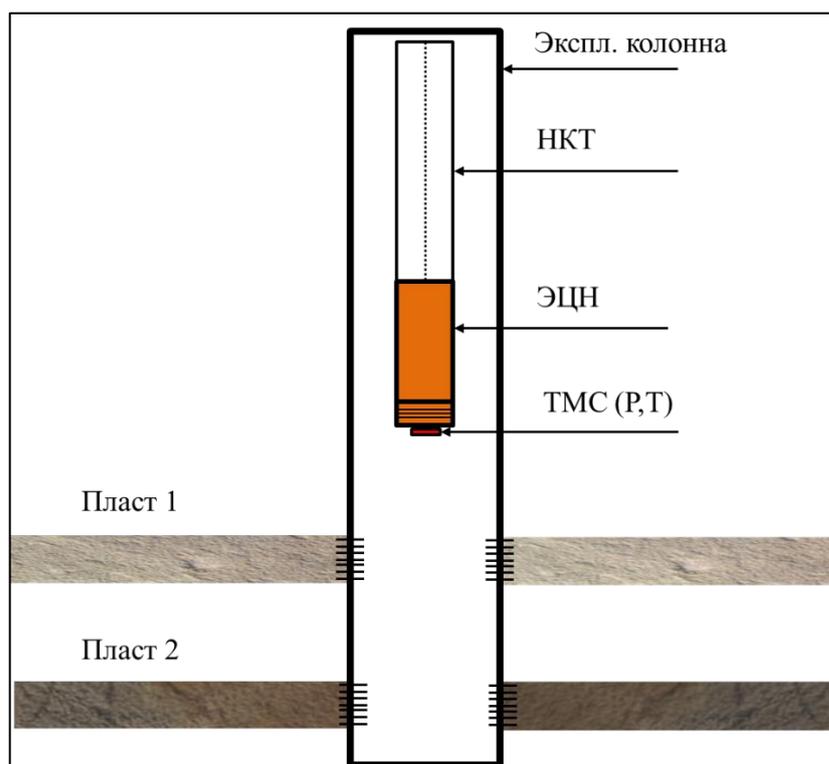


Рисунок 1.3 - Схема системы мониторинга способом механизированной добычи без разделения пластов пакерами

2. Система мониторинга (и управления) способом однолифтовой механизированной добычи с разделением пластов. Схема представлена на рис. 1.4. Данная компоновка ОРЭ подразумевает наличие изолирующих пакеров и мандрелей, через которые идет приток в ствол скважины [6,8,68]. В режиме, когда мандрели открыты и приток идет со всех объектов, гидродинамические исследования так же, как и в первом случае, позволяют нам определять только интегральные параметры многопластовой системы, так как остается гидродинамическая связь по стволу скважины. Однако наличие управляемых (регулируемых) мандрелей или клапанов (гидравлических/электрических) позволяет при необходимости временно отключать один из пластов, проводя замеры при отработке только нижнего или верхнего пласта. При этом каждая мандрель должна быть оснащена дополнительной парой манометров внутри и снаружи НКТ. В первую очередь анализ данных, получаемых с манометров, используется не только для

интерпретации ГДИС, но и позволит определить герметичность пакерной системы. Таким образом, зная интегральные свойства всех объектов и дополнительно изучив свойства одного из них, по известным методикам [109,122,131] - можно точно рассчитать свойства второго. В идеале, расчетно-аналитическая методика в этом случае позволяет определить индивидуальные параметры пластов еще на этапе работы скважины. К сожалению, в данном типе компоновки ОРД информацию с манометров обычно можно получить только в межремонтный период, расшифровав записи автономных датчиков, что существенно ограничивает ее использование в мониторинге объектов разработки. Как вариант, должна использоваться система с проводной или беспроводной телеметрией, обеспечивающей «on-line» передачу на поверхность данных со всех датчиков, установленных в мандрелях.

Данная система не получила пока широкого применения на скважинах с ЭЦН из-за ряда технологических рисков и относительно высокой стоимости (для варианта с отключением мандрелей по гидравлическому или электрическому приводу). Клапана и/или их привод могут быстро выходить из строя, на мандрелях могут начать откладываться парафины, сокращая диаметр проходного сечения, либо же наоборот абразивный песок будет увеличивать со временем проходное сечение мандрелей. Кроме того, возможна негерметичность самой пакерной системы, что сводит на нет все преимущества данной системы мониторинга.

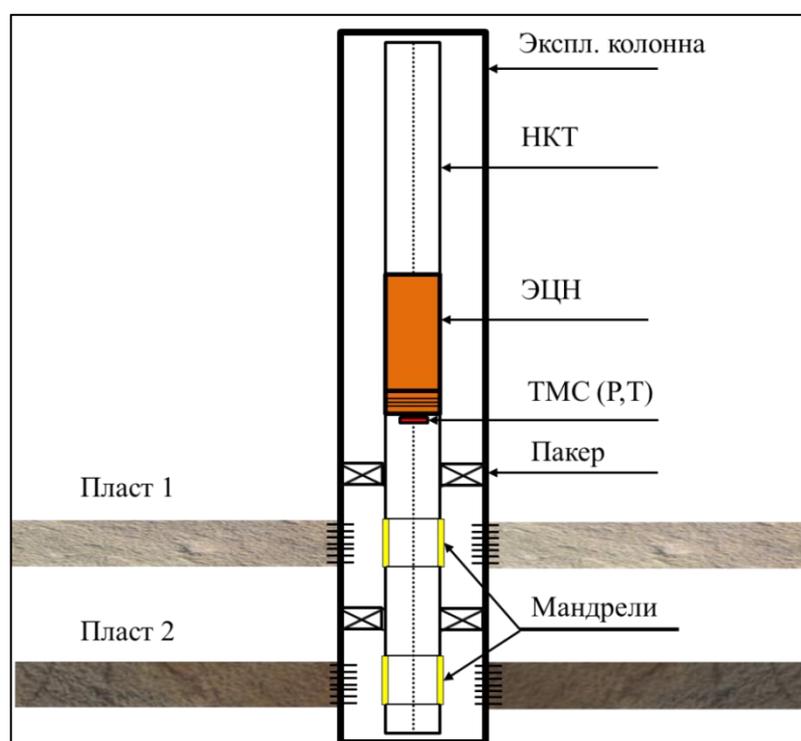


Рисунок 1.4 - Схема компоновки подземного оборудования ОРД с разделением пластов пакерами и способом однолифтовой механизированной добычи

3. Система с разделением пластов с двумя элементами механизированной добычи.

Схема данной системы представлена на рис. 1.5. Основное отличие от предыдущей системы

заключается в том, что в компоновку подземного оборудования входит дополнительный насос на нижний пласт [90,99]. Преимуществом данной системы является возможность целенаправленно увеличивать депрессию на нижний пласт, что может быть актуальным в случае большой дифференциации изначальных фильтрационных и энергетических свойств пластов. Система будет эффективной в случае, если нижний пласт обладает высокой продуктивностью или пласты сильно разнесены по глубине, когда депрессии создаваемой верхним ЭЦН окажется недостаточной для обеспечения целевой расчетной депрессии на нижний пласт. Подобные условия встречаются редко, к тому же вероятность отказа оборудования здесь возрастает, а выход из строя одного ЭЦН влечет за собой ремонт всей компоновки ОРД. Также в НКТ происходит смешивание продукции из каждого пласта, что затрудняет их дифференцированный мониторинг. Совокупность всех факторов приводит к тому, что данные системы остаются единичными и редко внедряются на месторождениях. Проведение и информативность ГДИС и ПГИ аналогичны рассмотренной выше системе.

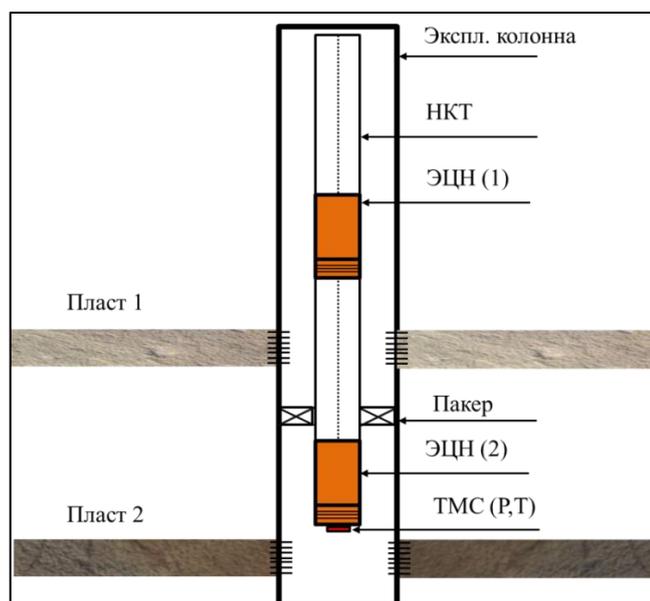


Рисунок 1.5 - Схема компоновки подземного оборудования ОРД с разделением пластов пакерами и с двумя элементами механизированной добычи

4. Двухлифтовые компоновки ОРЭ, предусматривающие параллельную установку колонн НКТ для одновременно-раздельной добычи. Схема данной системы представлена на рисунке 1.6. Схема компоновок может быть различная: «ЭЦН-ЭЦН», «ШГН-ШГН» и «ШГН-ЭЦН» [2,29,92]. Отличительной особенностью данного типа оборудования является то, что продукция из каждого пласта поднимается на поверхность по разным колоннам лифтовых труб НКТ. В этом случае не происходит смешивания продукции в стволе скважины, обеспечивается точный учет добычи с каждого объекта, раздельный мониторинг состава продукции (обводнение, газовый фактор и др.). Но данный тип конструкции имеет также ряд минусов,

таких как: высокая стоимость оборудования, сложность конструкции, ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (не менее 168 мм). Данный метод имеет неоспоримое преимущество в области ГДИС по сравнению с описанными выше конструкциями. При условии герметичности пакерных систем можно в любой момент провести исследование для мониторинга текущего энергетического состояния пласта, определения динамики изменения фильтрационных параметров и качества призабойной зоны. Отсутствие управляющих клапанов делает данную систему более надежной. Определенным недостатком является то, что ПГИ для оценки профилей притока можно проводить только в межремонтный период.

Концентрические компоновки для одновременно-раздельной добычи по своему назначению схожи с предыдущей схемой. Основные отличия заключаются непосредственно в самой конструкции [103]. Так как предполагается наличие внешней и внутренней колонны НКТ, диаметр эксплуатационной колонны должен быть не меньше 178 мм. В этом случае велик риск отказа оборудования, высока стоимость ремонта скважин и пр. Преимуществом является индивидуальный контроль притока с каждого объекта. Также подобный вид ОРД не подходит для высокодебитных скважин, за счет ограничений по диаметру НКТ. Однако данная компоновка позволяет проводить ГДИС на каждый пласт без дополнительных затрат и спускоподъемных операций, ПГИ в такой скважине проводится в межремонтный период.

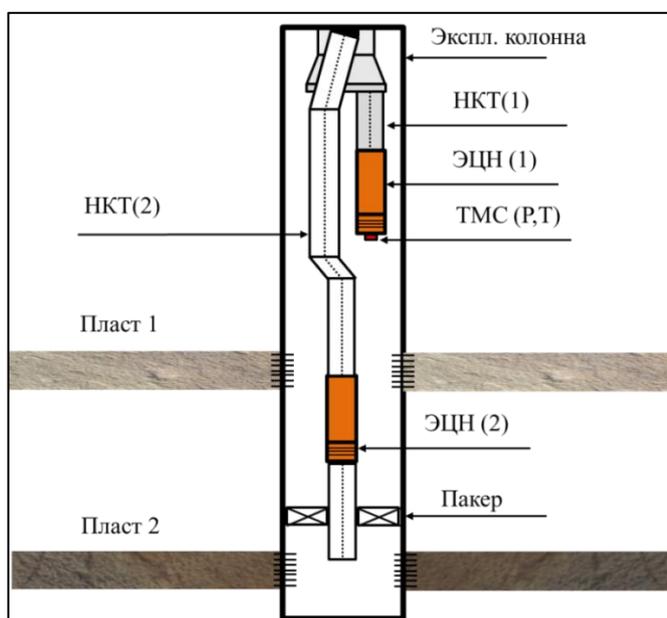


Рисунок 1.6 - Схема двухлифтовой компоновки для ОРД с параллельным расположением двух НКТ

На основе представленного выше анализа систем компоновок ОРД и их степени пригодности для сопровождения известными в настоящее время системами мониторинга ГДИС и ПГИ были предложены: общая структура, классификация и методология анализа информативности ГДИС и ПГИ для типовых систем ОРД - приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Общая структура, классификация и методология анализа информативности ГДИС и ПГИ для типовых систем ОРД

		ОРД				
		Однолифтовые		Двухлифтовые		
		Конструкция с одним элементом механизированной добычи без разделения пластов	Конструкция с одним элементом механизированной добычи с разделением пластов	Конструкция с разделением пластов с двумя элементами механизированной добычи	Параллельные системы (колонны НКТ расположены параллельно)	Концентрические системы (колонны НКТ расположены по принципу труба в трубе)
Достоинства	1. Простой способ реализации	1. Простой способ реализации	1. Меньшая степень взаимовлияния пластов, за счет наличия пакеров и мандрелей	1. Возможность создания дифференциальной депрессии	1. Независимая добыча из каждого пласта	1. Независимая добыча из каждого пласта
	2. Благодаря простоте конструкции достигается высокая надежность оборудования	2. Благодаря простоте конструкции достигается высокая надежность оборудования	2. Возможность отключения одного работающего интервала. Как следствие определение по ГДИС свойств второго пласта			
	3. Минимальная стоимость	3. Минимальная стоимость				
Недостатки	1. Наличие взаимовлияния пластов	1. Наличие взаимовлияния пластов	1. Сложность конструкции, наличие пакерного оборудования	1. Повышенная сложность конструкции компоновки	1. Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (168мм)	1. Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (178 мм)
	2. Отсутствует возможность регулирования притока	2. Отсутствует возможность регулирования притока	2. Необходимость канатных работ для регулировки клапанов в мандрелях	2. Низкая надежность. Сложность ремонта для нижнего ЭЦН	2. Сложность и высокая стоимость оборудования	2. Сложность и высокая стоимость оборудования
	3. Не возможно проведение ГДИС индивидуально по пластам	3. Не возможно проведение ГДИС индивидуально по пластам	3. Снижение надежности, возможна негерметичность пакерной системы и т.п.	3. В 2 раза возрастает риск отказа оборудования (ЭЦН)	3. Высокая стоимость спуска и ремонта	3. Высокая стоимость спуска и ремонта

		ОРД			
		Однолифтовые		Двухлифтовые	
	4. Учет продукции по пластам возможен только при помощи ПГИ				
Комментарий	<p>Наиболее распространенный способ эксплуатации. Рекомендуется к внедрению на месторождениях, где геология пластов, физико-химические свойства флюидов близки и если расстояние между пластами не превышает 10 м. Также возможно использование на старом фонде скважин, где внедрение компоновок с разделением не рентабельно.</p>	<p>Рекомендуется использовать в скважинах, где редко будет происходить смена режимов работы между пластами. Не рекомендуется внедрять на скважинах с высоким КВЧ.</p>	<p>Для внедрения подобных компоновок оба пласта должны обладать высокой продуктивностью. В условиях низкопроницаемых коллекторов данная компоновка не эффективна. Дебиты скважин должны быть высокими, для получения положительного экономического эффекта</p>	<p>Очень сложная и дорогостоящая конструкция, рассчитанная на разобщение не более двух пластов. Чаще всего используется система ЭЦН+ШГН, следовательно возникают ограничения связанные с оборудованием ШГН (низкая глубинность, высокопрочные марки стали и т.п.)</p>	<p>Для контроля скважины требуется специализированное наземное оборудование. Оба разобщаемых пласта должны иметь высокую продуктивность. Данная компоновка отличается высокой стоимостью спуска и ремонта подземного оборудования.</p>
Получение индивидуальных параметров пластов	<p>По ГДИС определяются интегральные свойства многопластовой системы. Оценка индивидуальных параметров пластов возможна при проведении ПГИ для оценки интервальных дебитов. В работе предложена методика определения индивидуальных параметров пластов на основе комплексов ГДИС и ПГИ.</p>	<p>В данном случае могут быть получены как интегральные свойства двух пластов, так и индивидуально одного (в момент закрытия клапана). Но отсутствует возможность проведения ПГИ в работающей скважине. Также идет потеря добычи одного пласта во время проведения исследования.</p>	<p>В данном случае могут быть получены как интегральные свойства двух пластов, так и индивидуально одного (в момент закрытия клапана). Но отсутствует возможность проведения ПГИ в работающей скважине. Также идет потеря добычи одного пласта во время проведения исследования.</p>	<p>Пласты разобщены. Есть возможность проведение ГДИС на каждый пласт. ПГИ может проводится только в момент ремонта скважины.</p>	<p>Пласты разобщены. Есть возможность проведение ГДИС на каждый пласт. ПГИ может проводится только в момент ремонта скважины.</p>

1.4 Обзор применяемых в РФ систем и компоновок одновременно-раздельной закачки

Одновременно-раздельная закачка позволяет организовывать систему поддержания пластового давления (ППД) на каждый пласт индивидуально. Задача по равномерному (регулируемому пропорционально проводимости пластов) заводнению пластов при совместной эксплуатации двух и более пластов является даже более важной, чем контроль добывающего фонда. Только равномерный фронт вытеснения может позволить достичь максимального значения коэффициента извлечения нефти (КИН) на многопластовой залежи, особенно в условиях, когда пласты имеют различные геолого-геофизические характеристики. Также системы ОРЗ должны позволить оптимально управлять закачкой на всех стадиях разработки месторождений. Нередко можно встретить схемы разработки, когда добывающие скважины бурят индивидуально на каждый пласт, а нагнетательный фонд разбуривается совместной сеткой. Это происходит не случайно. Технологии ОРЗ чаще всего не требуют спуска ЭЦН, за исключением случая с организацией перекачки пластовой воды из выше лежащего горизонта в нижележащей с помощью перевернутого ЭЦН - см. подробное описание технологии ниже. Этот факт упрощает схему ОРЗ и минимизирует риск выхода из строя каких-либо элементов конструкции.

Компоновки ОРЗ также производят множество российских и зарубежных сервисных компаний: «Алойл Сервис», «Лифт-Ойл», «Новые Нефтяные Технологии», «Геоник», «НПФ Пакер», «Элкам», «Weatherford», «Halliburton», «Schlumberger» и др. [74,88,98,104].

Рассмотрим основные виды компоновок для ОРЗ.

1. Конструкция без разделения пластов является самой простой, дешевой и не требующей никакого дополнительного оборудования. Общая схема представлена на рис. 1.7. Подобная схема может применяться на многопластовых месторождениях с расстоянием между пластами менее 3-5 метров, где возможны проблемы с установкой разделительных пакеров. Фильтрационно-емкостные свойства пластов должны быть близки, чтобы закачка распределялась равномерно на каждый пласт. Данная компоновка не позволяет управлять закачкой для различных по ФЕС пластов, поэтому есть опасность образования неравномерной выработки пластов. В данной компоновке пласты имеют возможность взаимовлияния через ствол скважины, что в свою очередь отражается на информативности ГДИС. Как и в случае с ОРД без разделения пластов, по ГДИС определяются только интегральные параметры многопластовой системы. Для получения индивидуальных параметров пластов в первую очередь необходимо привлечение данных ПГИ. Отсутствие дополнительного внутрискважинного оборудования играет положительную роль в оценке информативности

ПГИ. Разработанная автором для данной схемы компоновок ОРЗ методика по оценке индивидуальных параметров пластов опирается как на аналитические, так и на численные расчёты, без чего определить индивидуальные параметры пластов практически невозможно.

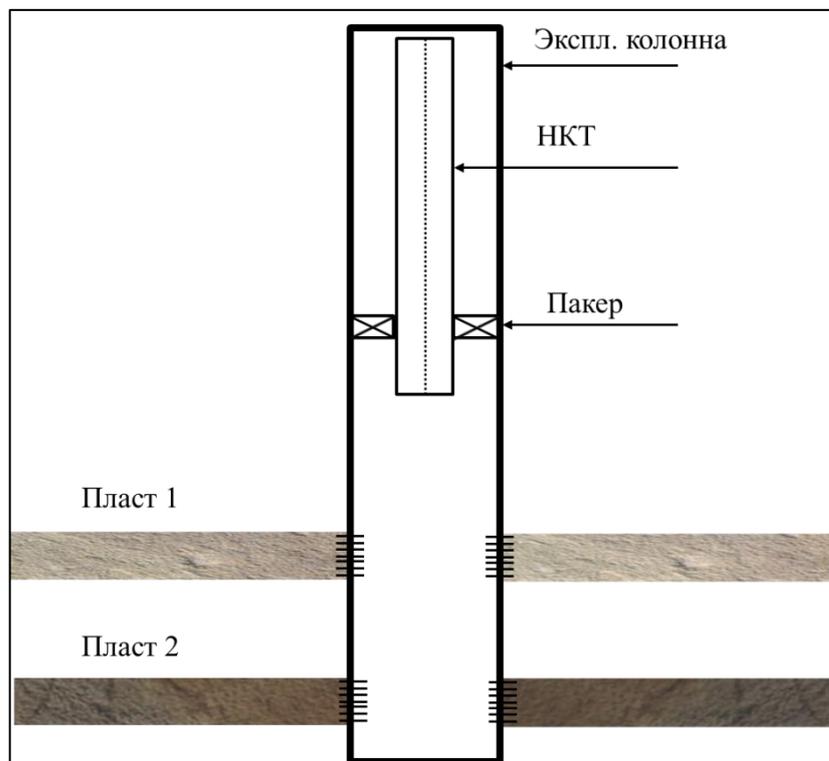


Рисунок 1.7 - Схема конструкции ОРЗ без разделения пластов

2. Конструкция с разделением пластов подразумевает спуск в скважину дополнительного оборудования, которое включает в себя изолирующие пакера и мандрели, через которые вода дозированно (пропорционально раскрытости пропускных отверстий мандрелей) подается в определенные пласты [7,43]. Общая схема представлена на рис. 1.8. Преимущества данной схемы очевидны. С помощью канатных работ есть возможность оперативно изменять диаметр штуцеров в мандрелях, тем самым регулировать расход воды в каждый пласт. Большинство нефтепользователей применяют данный тип ОРЗ, отдавая предпочтение невысокой стоимости (по сравнению с двухлифтовыми) и оптимальному комплексу решаемых задач. Зачастую в разработку приобщают пласты с низкой продуктивностью и для обеспечения равномерного профиля приемистости данная компоновка подходит лучше всего. Обязательным условием является наличие непроницаемой перемычки между перфорированными пластами толщиной не менее 10 м. Однако свои недостатки у этой системы также присутствуют. Наличие пакеров позволяет частично разобщить пласты, однако, во время работы пласты все равно имеют гидродинамическую связь по стволу скважины. Также необходимо добиться полной герметичности пакеров, что при высоких давлениях закачки проблематично. Поэтому стандартные исследования в работающей скважине (как и в первом

случае) позволяют определить только интегральные параметры многопластовых объектов. Индивидуальная оценка фильтрационных свойств и скин-фактора возможна при закрытии штуцеров в мандрелях. В этом случае система ОРЗ должна предусматривать наличие пары манометров внутри и снаружи мандрелей (штуцеров). И даже, если такие манометры установлены, необходим телеметрический канал дистанционной связи с поверхностью, чтобы в режиме «реального времени» была обеспечена возможность интерпретации полученных данных. Такой тип мониторинга на данный момент не находит массового применения, хотя успешные эксперименты по его апробации имеются [30]. Чаще всего спускают только автономные манометры. Однако в таком случае получить информацию об индивидуальных свойствах пластов можно только после подъема подземного оборудования. Также необходимо отметить, что получение информации об интервальных расходах можно организовать только по данным ПГИ, а в данном случае наличие дополнительного оборудования в скважине негативно сказывается на самой возможности проведения ПГИ.

Из выше сказанного следует, что создание методики по определению индивидуальных свойств каждого пласта также крайне актуально и для данного типа ОРЗ.

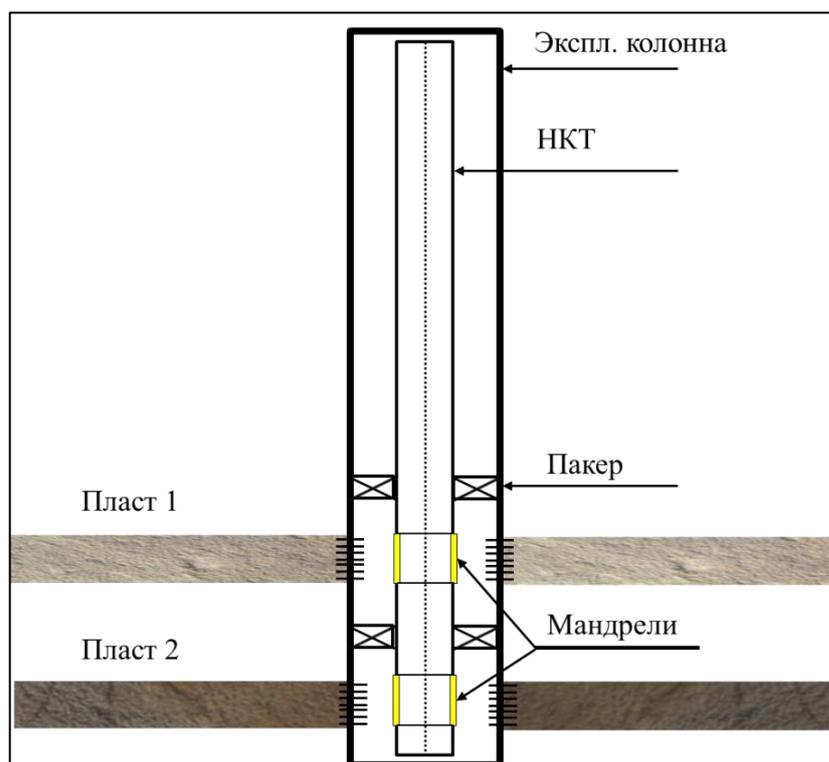


Рисунок 1.8 - Схема конструкции ОРЗ с разделением пластов

3. Система внутрискважинной перекачки воды с помощью ЭЦН с разделением пластов [84,85]. Общая схема представлена на рис. 1.9. Данная система не так широко тиражируется в силу нескольких ограничений. В первую очередь верхний горизонт должен обладать высокой продуктивностью, чтобы обеспечивать постоянный значительный расход

жидкости. Также здесь отсутствует подготовка воды, поэтому не рекомендуется применение на скважинах с высоким коэффициентом выноса частиц (КВЧ). И главное, что при отказе ЭЦН будет вынужденной простой нагнетательной скважины. В свою очередь компоновка обладает преимуществами в случае, если нет возможности в обеспечении водоснабжения с поверхности. Экономически выгодно использовать ее для организации точечного заводнения, без больших затрат на поверхностное обустройство.

Задача определения фильтрационных характеристик отдельного пласта решается в данной компоновке за счет установки датчиков давления на входе и выходе из насоса, также в измерительную глубинную систему обычно входит расходомер. Совместный анализ дебита и давления позволят определить ФЕС и совершенство вскрытия скважины, а наличие обратного клапана позволит при остановке насоса записать КВД. Герметичность пакера будет оцениваться по разности давлений. Недостатком компоновки является тот факт, что ПГИ по определению эффективной работающей толщины пласта можно провести только на верхний пласт или при поднятом подземном насосном оборудовании.

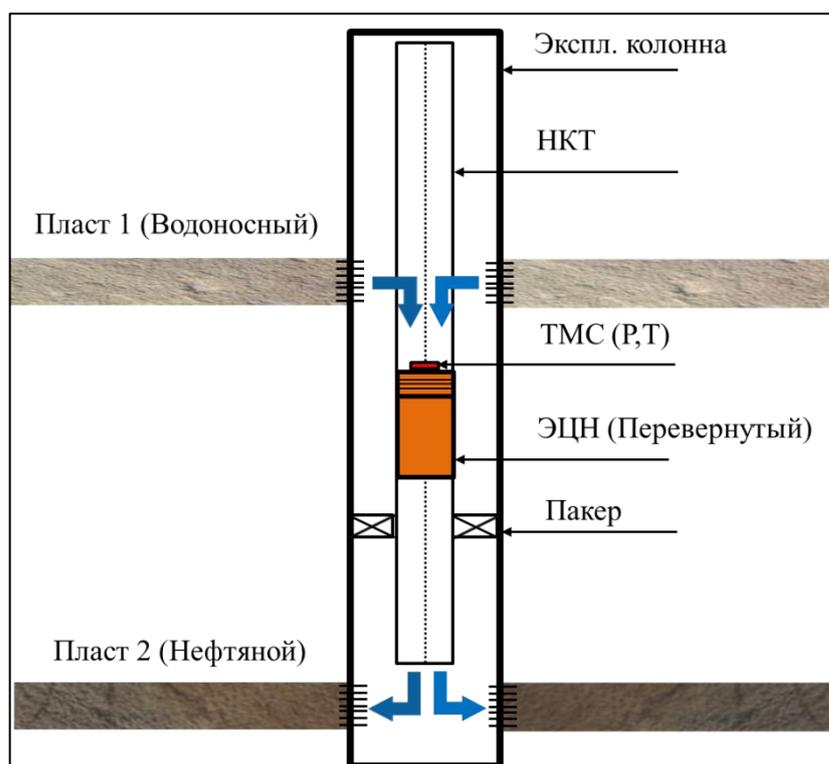


Рисунок 1.9 - Схема конструкции внутрискважинной перекачки (насос – «перевертыш»)

4. Компоновка ОРЗ с параллельной/концентрической конструкцией лифтовых колонн НКТ [74]. Общая схема представлена на рис. 1.10. Двухлифтовые конструкции так же, как и в случае ОРД, могут иметь параллельные НКТ или быть построены по системе «труба в трубе». Данная компоновка ОРЗ чаще всего применяется на скважинах, где необходим точный учет расхода на каждый пласт и есть проблема обеспечения разных уровней закачки. Но

скважины в этом случае должны иметь диаметр эксплуатационной колонны более 168 мм. Основным недостатком здесь является тот факт, что за счет уменьшенного диаметра НКТ в трубах будет возникать повышенное сопротивление при больших расходах.

Данная компоновка подходит для определения индивидуальных параметров пластов, но при условии наличия манометров напротив каждого пласта. На практике манометры не всегда устанавливаются, либо могут быть установлены без канала связи с поверхностью, и тогда информацию с них можно будет изучать только после подъема оборудования. Если наличие манометров не предусмотрено в конструкции, то забойное давление можно пересчитать через устьевое. В отличие от добывающих скважин, где возможна большая ошибка в пересчете давления за счет многофазного состава притока, в нагнетательных скважинах эта ошибка будет значительно меньше. Но проведение ПГИ при этой конструкции ОРЗ возможно только после подъема оборудования.

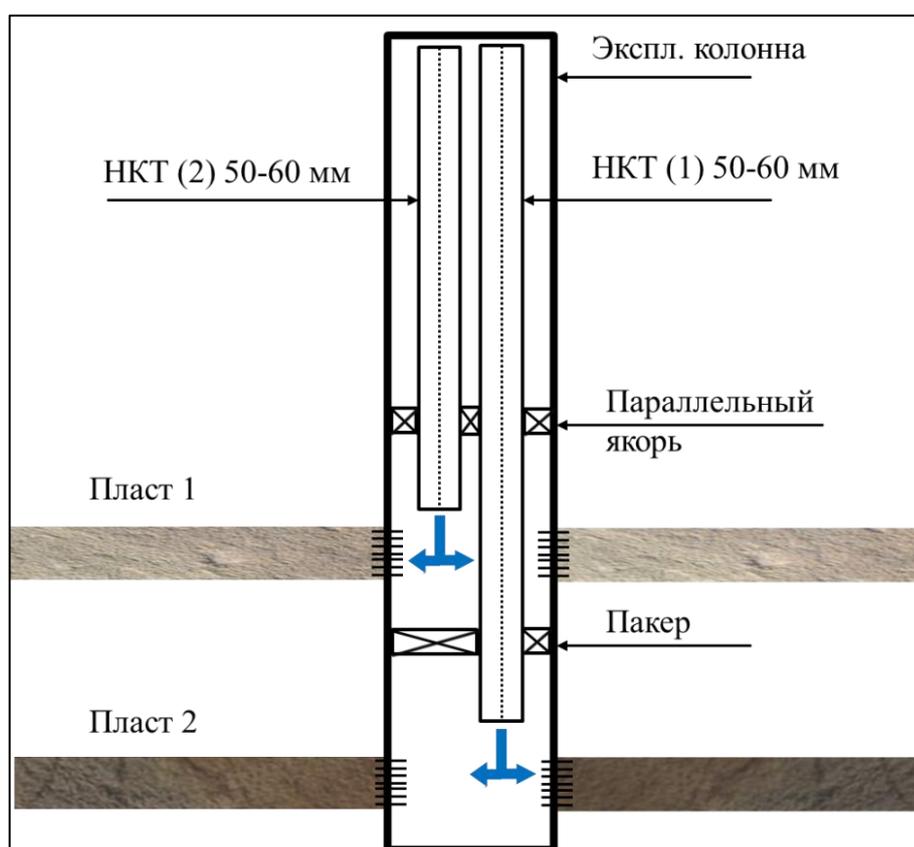


Рисунок 1.10 - Схема двухлифтовой конструкции ОРЗ с разделением пластов (пример параллельной компоновки)

5. Компоновка с параллельной/концентрической конструкцией колонн НКТ для ОРЗиД [46]. Общая схема представлена на рис. 1.11. Для одновременной добычи и закачки на разные пласты также применяют компоновки с параллельным и концентрическим расположением НКТ. Данные технологии уникальные и пока находятся в стадии опытно-

промышленных работ. Стоимость данного оборудования - высокая. Также при выходе из строя ЭЦН, возникает необходимость извлечения всей компоновки. Данная технология может быть актуальна в случаях, когда пласты имеют большую дифференциацию по свойствам, когда происходит приобщение из вышележащих горизонтов, характеризующихся иной схемой разработки.

Проведение ГДИС, как и в любой двухлифтовой системе, возможно на каждый пласт отдельно. И задача определения индивидуальных параметров пластов решается стандартными методами. Для интервальной оценки дебита/расхода ПГИ проводить не обязательно, учет ведется раздельный. Оценку профилей у работающих интервалов по ПГИ можно провести во время ремонта скважины, когда извлечено подземное оборудование.

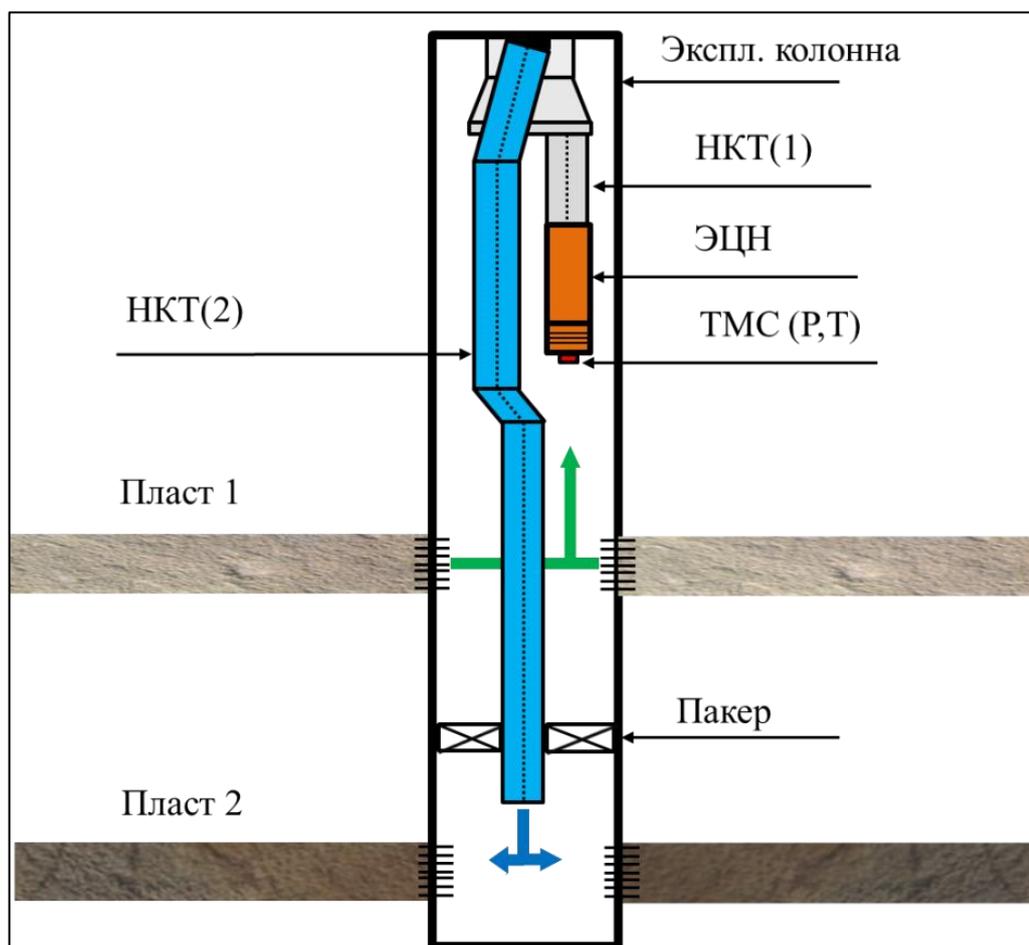


Рисунок 1.11 - Схема двухлифтовой конструкции ОРЗид (пример параллельной компоновки)

Аналогично системам ОРД, был выполнен анализ компоновок ОРЗ и степени их применимости для сопровождения известными в настоящее время системами мониторинга ГДИС и ПГИ были предложены: общая структура, классификация и методология анализа информативности ГДИС и ПГИ для типовых систем ОРЗ и комплексных ОРЗид - приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Общая структура, классификация и методология анализа информативности ГДИС и ПГИ для систем ОРЗ и ОРЗид

		ОРЗ			ОРЗид	
		Однолифтовые		Двухлифтовые		
		Конструкция без разделения пластов	Конструкция с разделением пластов	Система внутрискважинной перекачки с ЭЦН с разделением пластов	Компоновка ОРЗ с параллельной/концентрической конструкцией колонн НКТ	Компоновка ОРЗид с параллельной/концентрической конструкцией колонн НКТ
Достоинства	1. Простой способ реализации	1. Простой способ реализации	1. Меньшая степень взаимовлияния пластов. Возможность закачки больше, чем в 2 пласта	1. Сокращение затрат на поверхностное обустройство	1. Независимая закачка в каждый пласт	1. Возможность добычи нефти с одного горизонта и закачки воды в другой в единый скважине
	2. Минимальная стоимость	2. Минимальная стоимость	2. Возможность регулировать диаметр штуцера и управлять закачкой в каждый пласт		2. Определение расхода на каждый пласт без проведения ПГИ	
			3. Возможность проведение ГДИС на каждый пласт, при остановке скважины			
Недостатки	1. Наличие взаимовлияния пластов	1. Наличие взаимовлияния пластов	1. Необходимость проведение канатных работ для управления раскрытием подземных штуцеров	1. Повышенная сложность конструкции компоновки	1. Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (168/178мм)	1. Ограничение по диаметру эксплуатационной колонны (168/178 мм)
	2. Отсутствует возможность управления и регулирования закачкой	2. Отсутствует возможность управления и регулирования закачкой	2. Необходимость проведение ПГИ после смены штуцеров для оценки поинтервальной приемистости	2. Сложность ремонта в случае отказа ЭЦН	2. Сложность и высокая стоимость подземного оборудования	2. Сложность и высокая стоимость подземного оборудования

		ОРЗ			ОРЗид	
		Однолифтовые		Двухлифтовые		
	3. Невозможно проведение ГДИС индивидуально для пластов	3. Снижение надежности, возможна негерметичность пакерной системы и прочие технологические риски	3. Невозможно провести ПГИ в работающей скважине	3. Высокая стоимость спуска и ремонта	3. В случае отказа ЭЦН/ШГН, прекращается и закачка	
	4. Учет продукции по пластам возможен только при помощи ПГИ			4. Сложно обеспечить высокую приемистость на оба пласта	4. Увеличенные сроки межремонтного периода	
96	Комментарии	Наименее распространенный способ закачки. Не позволяет регулировать и управлять приемистостью, что может привести к неравномерному фронту вытеснения. Рекомендуется к внедрению на месторождениях, где пласты имеют схожие ФЕС	Наиболее распространённый вид ОРЗ. Затраты на дополнительное подземное оборудование оправданы, так как негативный эффект от неравномерного заводнения может оказаться на порядок выше. Рекомендуется к внедрению на месторождениях, где пласты различаются по своим ФЕС	Рекомендуется для месторождений, где есть проблемы с поверхностной водой и наземным обустройством. Необходимым условием является наличие высокопродуктивного вышележащего водоносного горизонта. Возможность точечного заводнения. Нет затрат на подготовку воды к закачке, однако, при высоком КВЧ велик риск запорить целевой пласт	Очень сложная и дорогостоящая конструкция, позволяющая вести закачку максимально в два пласта. Применяется в тех случаях, когда должен быть постоянный учет компенсации по объектам. Из-за ограничений в диаметрах НКТ сложно организовать высокую приемистость на каждый пласт	Использование подобных компоновок находится в стадии ОПИ. Высокая стоимость и риск отказа оборудования не позволяет массово тиражировать данную систему ОРЭ.

		ОРЗ		ОРЗиД	
		Однолифтовые		Двухлифтовые	
Получение индивидуальных параметров пластов	По ГДИС могут быть рассчитаны интегральные свойства многопластовой системы. Необходимо проведение ПГИ для оценки поинтервальной приемистости. В диссертационной работе предложена методика для определения индивидуальных параметров пластов на основе комплексов ГДИС и ПГИ	В данном случае могут быть получены как интегральные свойства двух пластов в работающей скважине, так и индивидуально каждого пласта в момент остановки, в случае наличия пары манометров внутри и снаружи мандрели/штуцера НКТ, также необходимо полная герметичность всех пакеров. Необходимо проведение ПГИ для оценки интервальной приемистости.	Наличие датчика ТМС на насосе позволяет контролировать забойное давление. Однако нет возможности достоверно определить расход.	Пласты разобщены. Есть возможность проведения ГДИС на каждый пласт. ПГИ проводится только во время ремонтных работ	Пласты разобщены. Есть возможность проведение ГДИС на каждый пласт. ПГИ проводится только во время ремонтных работ

1.5 Анализ известных методов оценки индивидуальных свойств совместно разрабатываемых нефтяных пластов

Приведенный выше анализ применяющихся в настоящее время нефтяных компаниях систем ОРЭ показал, что далеко не все компоновки позволяют при проведении ГДИС получить информацию об индивидуальных проницаемостях и скин-факторах пластов вскрытых и разрабатываемых совместно одной скважиной. На сегодняшний момент известны различные методики по их определению. Все методики различаются степенью информативности и количеством определяемых параметров. Полный комплекс параметров включает в себя следующие индивидуальные параметры: *продуктивность, подвижность, проводимость, пьезопроводность, проницаемость, скин-фактор, пластовое давления, параметры трещины гидроразрыва пласта (ГРП)*. Рассмотрим и сопоставим наиболее известные и распространенные на практике решения этой задачи.

В случае, когда системы ОРЭ не позволяют проводить испытание отдельно каждого пласта, при проведении ГДИС, как отмечалось выше, определяются интегральные свойства многопластовой системы. Самым простым и грубым способом определения проницаемости каждого пласта отдельно (k_i) является метод распределения общей проводимости пласта ($\overline{k^*h}$, мД*м) пропорционально вырабатываемым (чаще – эффективным) толщинам пластов. Данный метод описан в «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» [48] и широко применяется инженерами на практике из-за своей простоты, т.к. не требует дополнительных исследований, а информация об эффективных толщинах чаще всего берется по данным ГИС открытого ствола. Однако данный способ не учитывает множества факторов, а именно возможных различий пластовых давлений и параметров качества вскрытия каждого пласта.

Более информативный способ исследований совместно эксплуатируемых пластов был предложен в 1971 г. Блиновым А.Ф. и Дияшевым Р.Н. в работе «Исследование совместно эксплуатируемых пластов» [14]. Их подход кардинально отличался от предыдущего, т.к. предполагал проведение исследований на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации с закрытием скважин на устье, и последующей обработкой полученных кривых притока. Суть методики заключается в дифференциальном измерении кривых падения дебита при восстановлении забойного давления в закрытой на устье скважине. Так как скважина закрыта на устье, то в стволе некоторое время продолжается неуставившийся приток из пластов. Продолжительность и характер данного притока определяются коллекторскими и энергетическими характеристиками каждого пласта. Дебит каждого пласта предлагается замерять поочередно, устанавливая расходомер в кровле каждого из пластов, а затем

рассчитывать путем вычитания показаний расходомеров, полученных в точках выше и ниже кровли пласта. Данная методика имеет свои недостатки, например, ее сложно применять для низкопроницаемых пластов, для месторождений с высоким газовым фактором, т.к. все это приводит к ухудшению срабатывания механического расходомера, а также к появлению высокого значения коэффициента влияния ствола скважины, что затрудняет определение интегральных фильтрационных свойств. Также негативным фактором является то, что в условиях исследования низкопродуктивного коллектора потребуется крайне длительная остановка скважины, что обычно неприемлемо.

Авторами Блиновым А.Ф. и Дияшевым Р.Н. также предлагалась методика [36], которая сводится к определению интегрального значения гидропроводности пласта ($\bar{\varepsilon} = \bar{k} * \bar{h} / \bar{\mu}$) и последующему расчету индивидуальной гидропроводности пропорционально притоку из каждого пласта (1.1). При этом в расчетах учитывался не только замеренный дебит пластов, но и возможный дебит перетока жидкости из пласта с большим давлением в пласт с меньшим. Данный анализ проводился по результатам исследований на установившихся режимах через определение продуктивности пластов и их текущих пластовых давлений:

$$\varepsilon_i = \frac{Q_i \pm \Delta Q}{4\pi \operatorname{tg} \varphi} \quad (1.1)$$

Следовательно, указанная методика сводится к определению интегральной гидропроводности пласта (по ГДИС) и дальнейшему ее разделению на индивидуальные значения гидропроводности пластов пропорционально их дебитам.

К недостаткам данного подхода можно отнести высокую длительность исследований, необходимость проводить испытания на различных режимах притока, а главное, как и в предыдущем способе, здесь отсутствует возможность учета влияния характерных различий в совершенстве вскрытия каждого пласта, т.е. учета скин-факторов.

На базе имеющихся решений Дияшев Р.Н., Иктисанов В.А., Ахметзянов Р.Х., Якимов А.С. предложили модифицировать метод обработки кривых притока до и после остановки скважины совместно с анализом изменения забойного давления в скважине. Подробно этот подход описан в Патенте РФ №2172404 [37]. В нем предложено для обработки результатов использовать дифференциальное уравнение нестационарной фильтрации (1.2).

$$\frac{dP}{d\zeta} = \frac{-Q_o + f_z(\zeta) \frac{2\chi S \zeta^3}{\rho g r_w^2}}{2\pi\beta\zeta_e \zeta^2 + \frac{2\chi S \zeta^3}{\rho g r_w^2}}, \quad \zeta d\zeta = \frac{r_w}{\sqrt{4\chi t}} \quad (1.2)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, β – коэффициент гидропроводности, r_w – радиус скважины, ρ – плотность жидкости, S – площадь поперечного сечения затрубного пространства.

Суть методики в том, что по КВД рассчитывается интегральная гидропроводность, на основе которой, пропорционально дебиту, определяют гидропроводности каждого пласта. Обладая исходными данными для решения прямой задачи, переходят к решению обратной – поиску интегральной гидропроводности, и здесь решение сводится к минимизации суммы квадратов отклонений между фактическими и расчетными точками КВД. Причем в расчетах используется не абсолютное значение забойного давления, а разность между текущим и начальным забойным давлениями, что, по словам авторов, позволяет обрабатывать недовосстановленные кривые восстановления давления (КВД).

Данная методика также имеет недостатки, которые могут значительно снизить информативность интерпретации исследований при получении индивидуальных параметров пластов. При решении оптимизационной задачи может быть получено бесконечное количество кривых, которые будут точно описывать фактические точки КВД, т.к. на поведение забойного давления будет влиять не только гидропроводность каждого пласта, но и скин-факторы каждого из них. Также многими оппонентами этого подхода ставится под сомнение достоверность оценки интегральной гидропроводности по недовосстановленной КВД, когда в скважине с низкой продуктивностью имеет место высокий коэффициент послепритока, когда может скрыть основные диагностические признаки режимов течения в пласте.

Вопрос исследований многопластовых объектов широко рассматривался Федоровым В.Н., Лушпеевым В.А., Мешковым В.М. и др. [71,72,97]. Наиболее подробно метод определения свойств многопластовых объектов рассмотрен в диссертации Лушпеева В.А. «Разработка и исследование термогидродинамических методов оценки фильтрационных свойств многопластовых объектов» [72]. В данной работе больший уклон сделан в сторону обработки термических исследований. Автор предлагает определять удельный дебит каждого пласта по темпу изменения температуры (производная температуры от времени) напротив каждого пласта. В работе проведен анализ возможных термодинамических эффектов (калориметрический, дроссельный, адиабатический). Однако гидродинамические процессы в скважине рассмотрены не так глубоко. Определение проницаемости и гидропроводности каждого интервала проводится пропорционально рассчитанному по термограммам дебиту индивидуально для каждого пласта. Данная методика имеет ограниченный круг применения и была адаптирована для условий Родниковского месторождения. Предложенное решение будет достоверно в случае равенства скин-факторов пластов и их пластовых давлений. Не выполнение одного из условий может привести к значительной ошибке в определении дифференциальных свойств пластов. Тем более, что совместная разработка нефтяных объектов чаще всего сейчас применяется на залежах с трудно извлекаемыми запасами (ТРИЗ), где часто проводится селективный ГРП на каждый пласт. В этом случае, дебит каждого пласта будет

динамично меняться и темп его изменения будет зависеть не только от фильтрационных свойств пласта, но и от параметров трещин ГРП. А в случае долговременной работы скважины и при наличии большого контраста в проницаемости пластов, разница в пластовых давлениях, как, например, показал опыт исследований на Южно-Приобском месторождении, будет значительной [28,80].

В рамках настоящей работы автором был проведен анализ программного обеспечения (ПО), применяемого в области интерпретации ГДИС, на предмет наличия модулей и алгоритмов, позволяющих корректно решать задачи по определению индивидуальных фильтрационных и энергетических свойств пластов при одновременно-раздельной эксплуатации. В результате анализа выяснилось, что подобный модуль существует в ПО Ecrin компании «Carra engineering». И хотя данный программный продукт является ведущим в мире в области интерпретации ГДИС, тем не менее оказалось, что в решении задачи по оценке индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов используются явные упрощения (1.3;1.4) [132]:

$$(kh)_{total} = \sum_{i=1}^n k_i h_i \quad (1.3)$$

$$S_T = \sum_{i=1}^n \frac{S_i k_i h_i}{(kh)_{total}} \quad (1.4)$$

Таким образом, выполненный выше анализ представленных выше известных методик и алгоритмов оценки индивидуальных параметров совместно разрабатываемых нефтяных пластов показал, что на текущий момент отсутствует единый корректный подход к проведению исследований и комплексной интерпретации данных ГДИС и ПГИ, который учитывал бы весь возможный спектр изменения фильтрационных, энергетических свойств, характеристик несовершенства вскрытия.

Второй важный вывод заключается в том, что индивидуальная оценка свойств не возможна без раздельного мониторинга добычи каждого разрабатываемого пласта.

Из всего выше сказанного следует, что для проверки разрабатываемых автором в рамках настоящей диссертационной работы решений и предложенной им более универсальной методики следует создать численную модель многопластовой системы. Настоящая работа как раз посвящена созданию методики комплексных исследований, учитывающей все возможные вариации фильтрационных и энергетических параметров пластов на основе численной модели системы «скважина-пласт». Расчеты по численному моделированию выполнялись автором в ПО «Eclipse» компании «Schlumberger». В работе выполнен детальный анализ влияния параметров проницаемости пластов, пластовых давлений, длин трещин ГРП, коэффициентов

послепритока. Подробнее разработанная автором методика и ее обоснование представлены ниже.

1.6 Основные выводы к главе

1. В настоящей главе определены условия и требования промыслово-геофизического контроля применительно к объектам с одновременно-раздельной эксплуатации двух и более нефтяных пластов.

2. Выполненный анализ задач комплекса промыслово-геофизического контроля (ПГК) показал большой спектр возможностей определения основных фильтрационных и энергетических параметров пластов. Однако достоверность каждого известного способа существенным образом зависит от условий проведения исследований. Обзор и анализ современных технологий в области оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых скважин, а также систем комплексного промыслово-геофизического и гидродинамического контроля разработки, позволил обосновать матрицу (табл. 1.3) информативности и применимости предложенных автором методик для получения данных о текущих эксплуатационных параметрах совместно разрабатываемых нефтяных пластов.

Таблица 1.3

Матрица информативности ГДИС-ПГИ для объектов с ОРЭ

Параметры объектов	Компоновки ОРЭ			
	Однолифтовые			Двухлифтовые параллельные/ концентрические
	Без разделения	Пласты разделены	2 способа добычи	
1. Фильтрационные параметры близки	+/1	±/2	-/2	-/3
2. Фильтрационные параметры различны	-/1	+/2	+/2	+/3
3. Пластовые давления близки	+/1	±/2	±/2	±/3
4. Пластовые давления различны	-/1	+/2	+/2	+/3
5. PVT св-ва флюидов близки	+/1	±/2	±/2	±/3
6. PVT св-ва флюидов различны	-/1	+/2	+/2	+/3
7. Низкопроницаемые пласты с ГРП	+/1	±/2	-/2	-/3
8. Приобщение более двух пластов	+/1	+/2	+/2	-/2

«+» - можно применять соответствующую компоновку при данных параметрах объектов;

«±» - допустимо применять соответствующую компоновку при данных параметрах объектов;

«-» - недопустимо или неэкономично применять соответствующую компоновку при данных параметрах объектов.

1 - традиционные методики неинформативны, рекомендуется методика автора;

2 - традиционные технологии требуют длительной остановки, рекомендуется методика автора для предотвращения потерь добычи;

3 - работают традиционные технологии, методика автора не требуется.

3. Автором проанализированы распространенные в российских нефтяных компаниях компоновки ОРЗ и ОРД, оценены их доступность и информативность при организации мониторинга индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов (рис. 1.12).

Одновременно-раздельная добыча			ОРДиЗ		Одновременно-раздельная закачка			
Однолифтовые			Двухлифтовые		Однолифтовые			Двухлифтовые
Без разделения пластов	С разделением пластов	2 способа мех. добычи	параллельные/концентрические	параллельные/концентрические	Без разделения пластов	С разделением пластов	Внутри-скважинная перекачка	параллельные/концентрические

Охват компоновками в РФ (кол-во скв.): >1000 ; 100 – 1000; 0 – 100;
 Информативность ГДИС без ПГИ: низкая; - средняя; - высокая;
 Информативность ГДИС с ПГИ: - высокая;

Рисунок 1.12 - Итоговая оценка применимости компоновок ОРЭ для проведения мониторинговых работ на базе комплексов ПГИ-ГДИС

4. Для каждого вида компоновок ОРЭ автором рассмотрена возможность проведения в ней гидродинамических и промыслово-геофизических исследований с целью получения (уточнения) индивидуальных текущих энергетических и фильтрационных параметров пластов.

5. Проведенный автором в Главе 1 анализ показал, что в случае применения однолифтовых компоновок без разделения пластов, а также в определенных случаях с их разделением, задача получения индивидуальных текущих параметров ФЕС и энергетики пластов стандартными подходами не решается. В связи с этим возникла задача создания универсальной методики промыслово-геофизического контроля на нефтяных скважинах с одновременно-раздельной эксплуатацией с целью обеспечения существующих требований государственных органов РФ по мониторингу индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров нефтяных пластов.

6. Таким образом, автором обоснована и подтверждена фактическим материалом и анализом необходимость разработки универсальной (учитывающей все многообразие компоновок ОРЭ) методики для количественного определения индивидуальных свойств пластов с ОРЭ и их динамики изменения в процессе эксплуатации, на основе комплексных геофизических и гидродинамических исследований.

ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Нарастающий фонд скважин, вскрывающих одновременно два и более продуктивных пласта, нуждается в непрерывном промыслово-геофизическом контроле, который регламентирован государственными органами Российской Федерации [93,96].

Одновременно с этим становится актуальна задача определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно разрабатываемых нефтяных пластов.

Данной проблематикой, как уже отмечалось в первой главе, занимались, начиная с 1970-ых годов, российские и зарубежные ученые: Ахметзянов Р.Х., Белоус В.Б., Блинов А.Ф., Вахитов Г.Г., Вольпин С.Г., Грайфер В.И., Дияшев Р.Н., Иктисанов В.А., Лаптев В.В., Лушпеев В.А., Лысенко В.Д., Федоров В.Н., Чекалюк Э.Б., Шагиев Р.Г., Якимов А.С., Bourdet D., Earlougher R.C., Kuchuk J., Larsen L., Lee W.J., Lefkovits H.C. и др. [14,26,35,36,37,48,71,72,97,109,114,124,125,127,128,130]. Особое внимание следует уделить гидродинамическим исследованиям в скважинах, если хотя бы один из пластов был вскрыт трещиной ГРП.

Анализ публикаций в области исследований многопластовых скважин показал, что на текущий момент отсутствует единый подход к проведению исследований и комплексной интерпретации данных ГДИС и ПГИ, который учитывал бы весь возможный спектр изменения фильтрационных, энергетических свойств пласта, характеристик несовершенства вскрытия.

Большинство классических моделей, используемых при интерпретации ГДИС, рассматривают пласт, как единый объект. Он хотя и может иметь сложное геологическое строение (например, обладать горизонтальной неоднородностью, характеризоваться сложным механизмом массопереноса), но описывается едиными базовыми динамическими и фильтрационными параметрами (распределением проницаемости по простиранию, интегральным скин-фактором (S), пластовым давлением $P_{пл.}$).

Исключениями, например, являются модели слоистой среды, двойной проницаемости. Данные модели описывают пласты, фильтрационные свойства которых меняются с глубиной.

В настоящем разделе диссертации подробно рассмотрим случай, когда пласты представляют собой совокупность однородных и изотропных слоев с горизонтальными плоскопараллельными границами раздела, отличающихся толщинами h_i и проницаемостью k_i ., вскрытых вертикальной цилиндрической полостью (скважиной) радиуса r_c ., где дополнительно учитывается взаимовлияние пластов по стволу скважины. Особую роль в анализе занимает рассмотрение влияния трещин ГРП в многопластовой системе.

Основные задачи раздела заключаются в создании в гидродинамическом симуляторе численной модели многопластовой системы, вскрытой одной скважиной и учитывающей взаимодействие пластов по стволу скважины. На ее основе выполнены изучение и анализ поведения полей давления и температуры в скважинах, вскрывающих два и более продуктивных интервала. А также проведен теоретический и экспериментальный анализ информативности геофизических и гидродинамических методов контроля многопластовых скважин с трещинами гидроразрыва, выполненного селективно на каждый пласт.

Основные результаты, полученные в рамках данной работы, опубликованы автором в ведущих отраслевых нефтегазовых журналах [69,75,76,77,78,79,81].

2.1 Создание численной модели многопластовой системы

Модели многопластовой системы могут быть классифицированы по нескольким типам, отличающихся наличием непроницаемой перемычки между пластами и ее отсутствием. Первые относятся к моделям двойной проницаемости и не так часто встречаются в практике интерпретации. Для имитации разработки месторождений с ОРЭ лучше подходит модель с наличием непроницаемой границы между продуктивными пластами. Упрощенно подобные объекты могут быть описаны системой слоев, отличающихся фильтрационными свойствами. На рис 2.1 приведен пример подобной системы, состоящей из двух продуктивных интервалов.

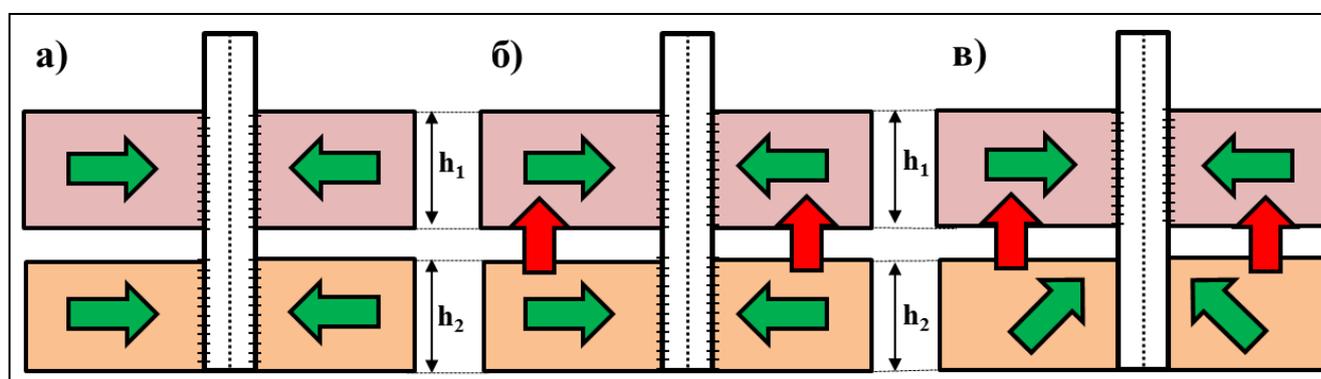


Рисунок 2.1 - Модель двухпластовой системы. Пласт состоит из двух проницаемых слоев с толщинами h_1 и h_2 , отличающихся проницаемостью а) перфорированы оба пласта, граница пластов непроницаема; б) перфорированы оба пласта, граница пластов проницаема в) перфорирован только один пласт, граница пластов проницаема.

При проводящих границах вследствие влияния вертикальной проницаемости наблюдается внутрипластовый переток в слой с лучшими фильтрационными свойствами (рис.2.1 б,в). Причем, поведение давления существенно зависит от того, перфорирован пласт полностью (рис. 2.1.б) или частично (рис.2.1.в).

Распределение давления в каждом слое описывается уравнением пьезопроводности (2.1), которое в радиальных координатах (r, z) запишется в виде:

$$\frac{\partial^2 P_i}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial P_i}{\partial r} + \frac{\partial^2 P_i}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi_i} \frac{\partial P_i}{\partial t}$$

$$i = 1, n$$
(2.1)

k_{ri}, k_{zi} – радиальная и вертикальная проницаемости, β_i – сжимаемости слоев

На горизонтальных границах слоев выполняются условия сопряжения (постоянство давлений и нормальных составляющих скоростей)

$$P_i = P_j$$

$$k_{zi} \frac{\partial P_i}{\partial z} = k_{zj} \frac{\partial P_j}{\partial z}$$

$$i = 1, n; j = 1, n; i \neq j$$
(2.2)

Наиболее простая базовая модель, которая рассматривается в работе, предполагает, что границы непроницаемы. В этих условиях одной из основных особенностей классических моделей ГДИС неоднородных (многослойных) по вертикали пластов является допущение, что расход распределяется по слоям пропорционально их проводимости.

$$\varepsilon_i = \varepsilon \frac{Q_i}{Q}$$
(2.3)

Это допущение, строго говоря, не очевидно и нуждается в обосновании. Оно тем более необходимо, если работающие совместно слои отличаются совершенством вскрытия (скин-фактором), разделены непроницаемым прослоем и характеризуется разными начальными пластовыми давлениями.

Чтобы выполнить подобное обоснование рассмотрим более близкую к случаю ОРЭ модель пластовой системы, включающей в качестве гидродинамического элемента не только продуктивные пласты, но и ствол скважины. Тогда в качестве краевого условия должен использоваться суммарный расход в стволе за пределами (выше) пластов. Распределение расхода по толщинам пластов в этом случае уже не может считаться заданным. Его необходимо рассчитать при решении задачи. В качестве краевого условия должен использоваться суммарный расход в стволе за пределами пластов.

Для численного решения данной задачи были использованы программы Eclipse и tNavigator, компаний Schlumberger и RFD соответственно. Причем радиус условной скважины был выбран существенно меньшим истинного ($r_o \ll r_c$). Реальная скважина моделировалась дополнительным цилиндрическим слоем $r_o < r < r_c$ аномально высокой проводимости. Для задания различных условий вскрытия пластов использовалась модель с дополнительным слоем другой проницаемости.

Проведенное моделирование показало, что значение проницаемости дополнительного цилиндрического слоя, имитирующего ствол скважины, при этом должно быть не менее 700 Д. Тогда исчезает (становится в пределах погрешности) разность давлений по глубине - за счет гидравлического сопротивления проводящего слоя.

В применяемых численных гидродинамических симуляторах существует два вида структурной сетки: радиальная и ортогональная. Первая применяется для решения задач связанных с моделированием одной скважины и процессов происходящих в призабойной зоне, например, межпластовые перетоки, кольматация после бурения и пр. Преимуществом является высокая скорость расчета и хорошая сходимость решений уравнений притока. Базовые расчеты выполнялись на радиальной сетке (рис.2.2а). Однако, радиальная сетка позволяет моделировать скин-фактор связанный преимущественно с кольматацией скважины, т.е. создавать положительный скин-фактор. Задание отрицательного скин-фактора возможно только для случаев, когда скин-фактор $S > -3$, что характерно для скважин после соляно-кислотных обработок (СКО) или других операций по очистке призабойной зоны (ОПЗ).

Для решения задач моделирования трещины ГРП (скин-фактор $S < -4.5$) лучше использовать неравномерную ортогональную сетку с блочно-центрированной геометрией (рис.2.2б). Параметры трещины (проницаемость) и ее геометрия (ширина и длина) задавались отдельным сектором с повышенной проницаемостью.

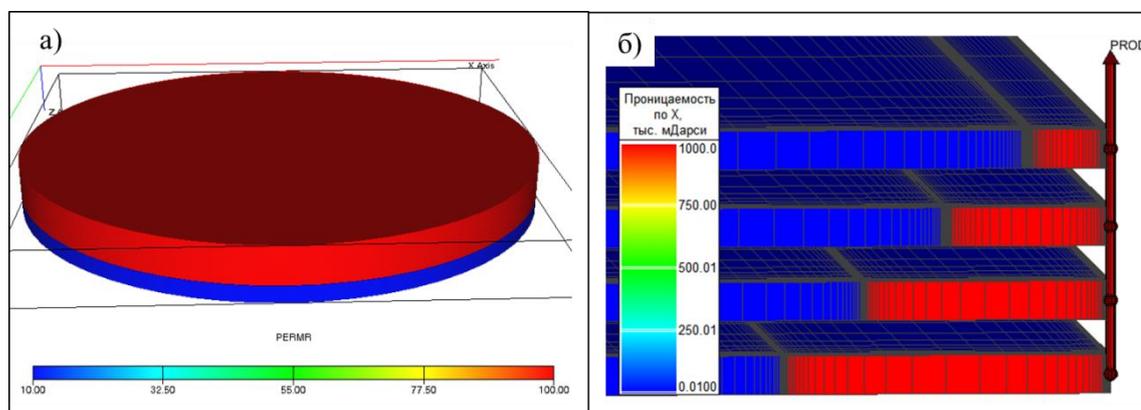


Рисунок 2.2 - Варианты сеток для численного гидродинамического моделирования, цветом отмечена проницаемость ячеек: а) радиальная сетка; б) ортогональная сетка

Решение указанной задачи проводилось при различных краевых условиях. Базовым вариантом являлось условие постоянного дебита скважины, однако для проверки предложенных алгоритмов определения индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов использовалось также условие постоянного забойного давления. Краевые условия не оказывают влияние на информативность предлагаемой автором методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических свойств совместно разрабатываемых нефтяных пластов, описанной в следующем разделе.

Так как ствол скважины, а также изменение свойств призабойной зоны, моделировались дополнительными высоко/низко проводящими слоями, сетка вблизи резкого изменения проницаемости сгущалась. Сгущение сетки проводилось до тех пор, пока полученные при моделировании для базовых случаев результаты, например, для однопластовой системы, не начинали соответствовать аналитическим решениям. Проверка результатов моделирования проводилась в ПО Saphir компании KappaEng. Сопоставление проводилось с использованием диагностического графика давления и его производной в двойных логарифмических координатах (Log-Log график). Данный график в последующем будет использоваться как основной для оценки фильтрационных свойств пластов [111,112].

В работе выполнено моделирование как добывающих, так и нагнетательных скважин. Расчеты проведены в условиях притока воды и нефти, а также рассматривались варианты с закачкой воды. Однако, для корректного решения задачи оценки фильтрационных и энергетических свойств каждого пласта с системой ОРЭ базовым являлось условие наличия однофазного притока. Для решения реальных задач, с обводнением от 10% до 90% (вне этих интервалов приток можно считать однофазным), предложено использовать упрощение, представляя многофазный поток однофазным с измененными свойствами (динамическая вязкость, объемный коэффициент). Применимость данного подхода также подтверждена результатами моделирования. Основные исходные параметры, заложенные в модель, приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Входные параметры для инициализации численной модели

Параметр	Диапазон значений
Пласт	
Глубина кровли пласта, м	2500
Начальное пластовое давление, атм	250
Начальная температура, С	80
Пористость, %	20
Толщина пласта, м	1-50*
Проницаемость пласта, мД	0.1-50*
Проницаемость трещины, Д	10-300*
Полудлина трещины, м	0-100*
Свойства флюида и скелета породы	
Объемный коэффициент	1.01
Динамическая вязкость, сПз	0.35
Общая сжимаемость (скелет+флюид), атм ⁻¹	5.4*10 ⁻⁴
Плотность нефти, кг/м ³	880
Плотность воды, кг/м ³	1010

*Переменные параметры модели, которые варьировались в указанном диапазоне.

Далее рассмотрим результаты основных этапов моделирования, отличающихся набором учитываемых факторов. Необходимо отметить, что некоторые расчеты выполнены в условии работы нагнетательной скважины, вскрывающей два пластов. Но очевидно, что полученные выводы носят более общий характер и могут применяться для любых эксплуатационных и разведочных скважин. Также в работе приведены формулы обобщённого решения для N слоев.

2.2 Разработка методики раздельного определения фильтрационных и энергетических параметров пластов для совместно разрабатываемых нефтяных залежей

Работа многопластовой скважины – сложный процесс, на который оказывает влияние множество факторов. Как отмечалось ранее, основными являются различия в проницаемости, пластовых давлениях, характеристике совершенства вскрытия, наличии трещин ГРП и пр.

Каждый фактор имеет свою степень влияния на определение индивидуальных параметров пластов при их совместно эксплуатации. Чем меньше факторов учитывается, тем проще метод, который может быть применен для решения поставленной задачи. Упрощение модели не всегда приводит к хорошему результату, но и не всегда стоит использовать сложные модели, если на то нет объективных причин.

В любом случае, выбор необходимого решения и степени упрощения лежит на инженере-разработчике. Ниже в работе будут рассмотрены возможные случаи по степени влияния различных факторов - от простого к сложному. Все решения, объединены в общую методику, которая позволит использовать ее в различных ситуациях в зависимости от системы разработки залежи, способа заканчивания скважины, а также имеющейся исходной информации об объекте.

Следует отметить, что на предлагаемые автором ниже методики получены два патента Российской Федерации: №2476670 «Способ определения фильтрационных свойств совместно работающих пластов» [51] и № 2476669 «Способ определения фильтрационных параметров пласта» [52].

Ниже представлены основные виды моделей многопластовой системы, которые могут встречаться на практике (рис.2.3):

- I. Разные проницаемости пластов, скин-факторы равны, пластовые давления равны.
- II. Проницаемости равны, разные скин-факторы, пластовые давления равны.
- III. Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, пластовые давления равны.
- IV. Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, разные пластовые давления, обобщение для N слоев.

Для каждой модели автором предложено аналитическое решение, позволяющее определить индивидуальные фильтрационные, энергетические параметры и скин-факторы пластов при их совместной эксплуатации.

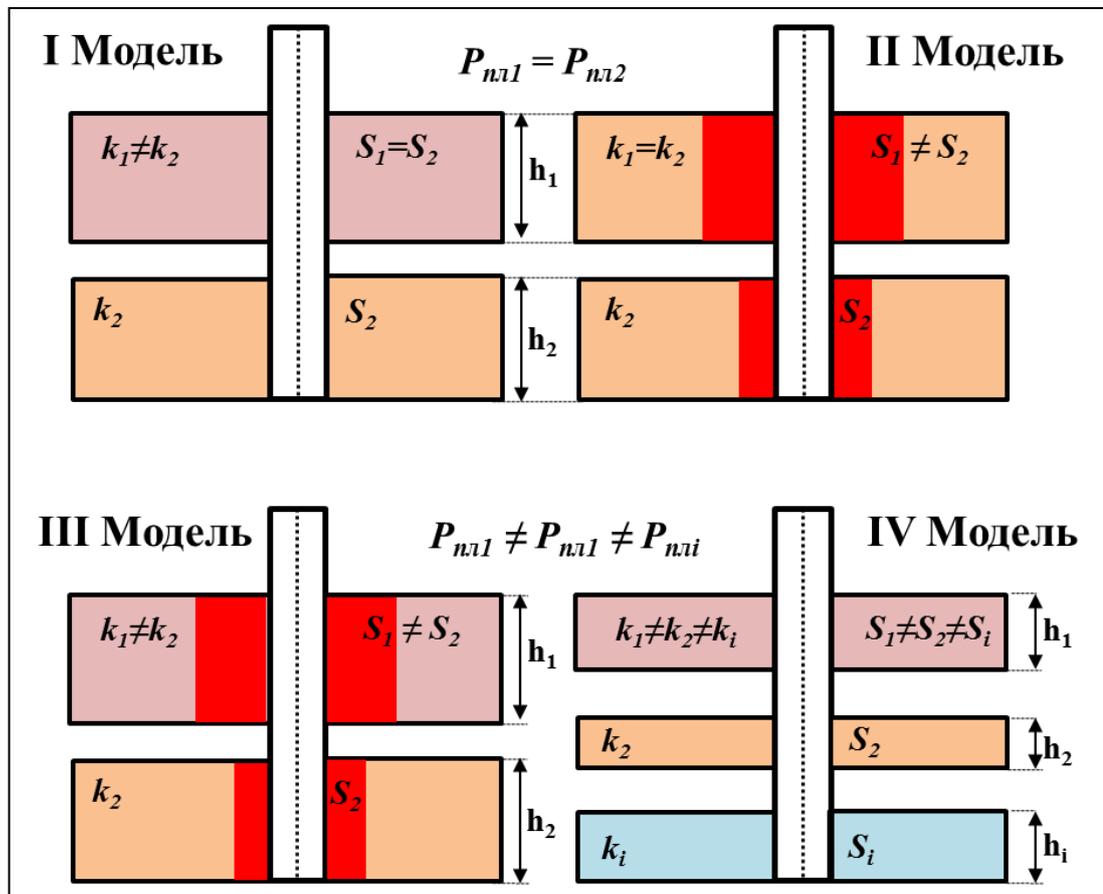


Рисунок 2.3 - Модели многопластовых систем, рассматриваемых в рамках диссертационной работы (пояснения в тексте)

2.2.1 Разные проницаемости пластов, скин-факторы равны, пластовые давления равны

Самая простая (базовая) модель, подразумевает отсутствие различий в совершенстве вскрытия пластов (скин-факторах), а также в пластовых давлениях. Несмотря на кажущуюся простоту, данное решение может подойти для скважин на новых месторождениях, где пластовые давление близко к начальному и отличается только по глубине на величину гидростатики. Данная модель может применяться в условиях отсутствия дополнительной информации о пластах, тем самым минимизируя возможную ошибку из-за неверных входных данных.

Как показывают вычисления, дебит каждого из пластов в рамках данной модели не является постоянным во времени. Однако его стабилизация происходит очень быстро.

Ниже в качестве иллюстрации приведены результаты моделирования двухслойной системы. Толщина каждого слоя 5м, проницаемость первого 100 мД, второго 10 мД., $r_0=0.005$ м, $r_c=0.1$ м. Расчеты выполнены для условий нагнетания воды с расходом 100 м³/сут.

На рис.2.4а,б представлены зависимости изменения удельного расхода закачиваемой воды во времени на стенке скважины на различных глубинах (на границах и в середине каждого слоя). На рис.2.4а изображены обзорные графики для всего временного диапазона моделирования. На рис.2.4б в детальном масштабе представлен начальный период работы скважины. Из рисунков следует, что удельный расход на всех глубинах стабилизируется практически сразу же после начала нагнетания.

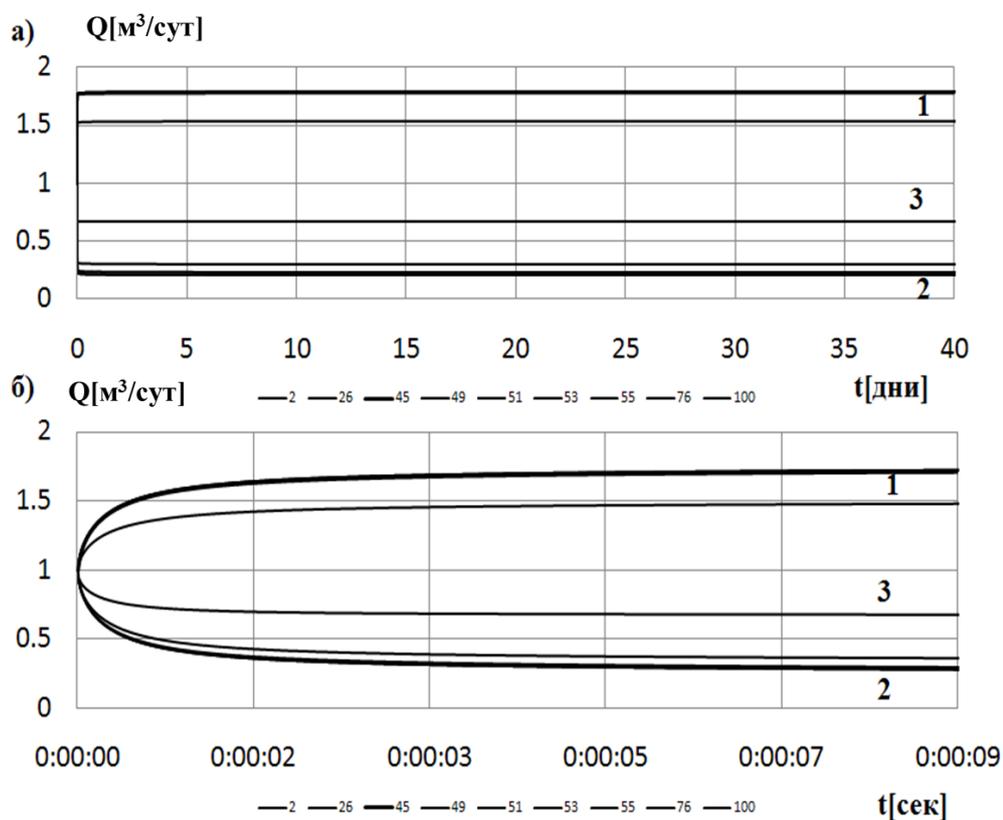


Рисунок 2.4а,б - Зависимости изменения удельного расхода от времени на стенке скважины в двухпластовой системе. 1 – семейство зависимостей для верхнего пласта, 2 – семейство зависимостей для нижнего пласта, 3- зависимость для границы пластов. Шифр кривых, представленный в правой части рисунка – номер узла по вертикали. Узлы 2, 26, 45, 49 принадлежат верхнему пласту, им соответствуют расстояния от его кровли 0.1, 2.5 (середина пласта), 4.95, 4.99м (подошва пласта); узлы 53, 55, 76, 100 принадлежат нижнему пласту, а соответствующие расстояния от его кровли те же, что перечислены выше. Узел 51 соответствует границе пластов.

На рис. 2.5 изображен профиль изменения удельного расхода по оси скважины через 1 час после ее пуска, показывающий, что удельный расход в пределах каждого слоя

практически не зависит от глубины. Несущественные изменения наблюдаются лишь в непосредственной близости от границ слоев.

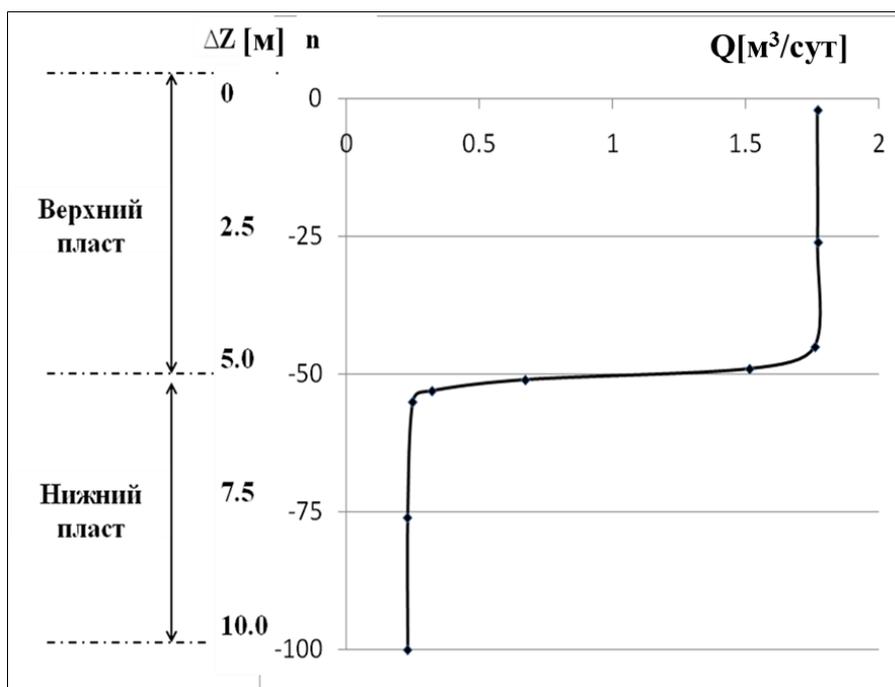


Рисунок 2.5 - Распределение удельного расхода (м³/сут) по глубине через 1 час после пуска скважины. n – номер слоя по вертикали, ΔZ – толщины пластов (м)

Как показывают расчеты, в данных условиях соотношение суммарных расходов для слоев с очень высокой точностью соответствует соотношению их проводимостей, а интегральная проницаемость является средневзвешенной по толщине пластов.

$$\bar{k} = \frac{\sum_1^n k_i h_i}{\sum_1^n h_i} \quad (2.4)$$

Таким образом, при отсутствии скин-фактора приближенное описание подобной пластовой системы однородным пластом, лежащее в основе общепринятых методов интерпретации ГДИС в многопластовых системах - вполне оправданно.

Правомерен, также, метод расчета проницаемости каждого слоя на основе оцениваемой по ГДИС интегральной гидропроводности $\bar{\varepsilon}$ (2.3).

Кривая 1 на рисунке 2.6 описывает изменение давления в скважине во времени для рассматриваемой пластовой системы. Как показывают диагностика в Log-log масштабе (кривые 3,4), данная система в полном соответствии с рассмотренными выше положениями может быть описана как однородная среда с проницаемостью 55 мД, что совпадает с расчетом по формулам (2.3, 2.4).

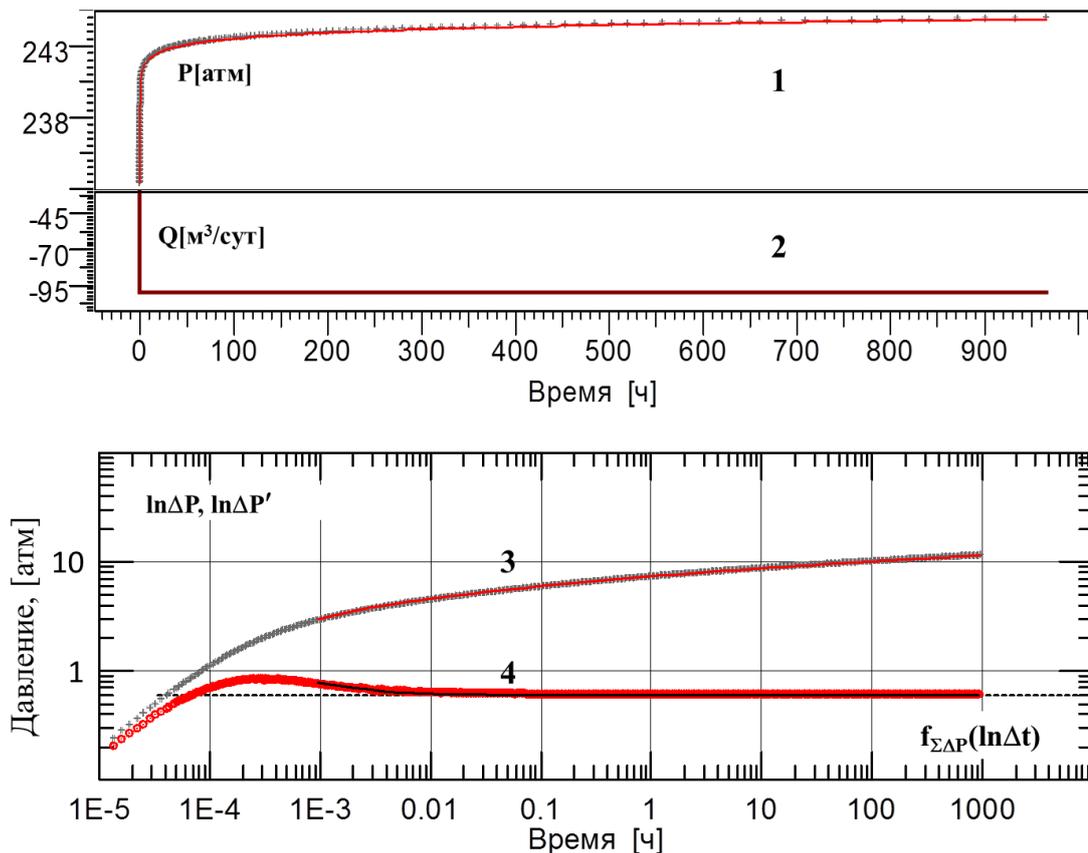


Рисунок 2.6 - Результаты моделирования многопластовой системы. 1- кривая стабилизации давления (КСД) при работе двухслойного пласта с суммарным расходом $100 \text{ м}^3/\text{сут}$. Толщина слоев одинакова и равна 5м, Проницаемость верхнего слоя 100 мД, нижнего - 10 мД, скин-фактор отсутствует; 2-кривая изменения расхода во времени; 3,4 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе. Оцененная по графику проницаемость пласта составляет 55 мД.

Ниже приведены результаты моделирования для пласта с существенно меньшей проводимостью (что, в частности, характерно для продуктивной толщи Южно-Приобского месторождения). Толщины слоев, в отличие от предыдущего примера, составляют 1м, проницаемости слоев: 10 и 1 мД. На рис.2.7 приведены результаты расчета удельного расхода от времени на различных глубинах. Видно, что стабилизация расхода при запуске скважины продолжается существенно дольше, чем наблюдалось ранее (рис.2.4) при большей проницаемости слоев. Ранее время стабилизации исчислялось минутами, а в варианте с низкой проницаемостью – часами. Таким образом, время стабилизации остается небольшим и по-прежнему существенно меньше продолжительности исследования.

Данная пластовая система в полном соответствии может быть описана как однородная среда с проницаемостью 5.5 мД (рис.2.8), что также совпадает с расчетом по формуле (2.3).

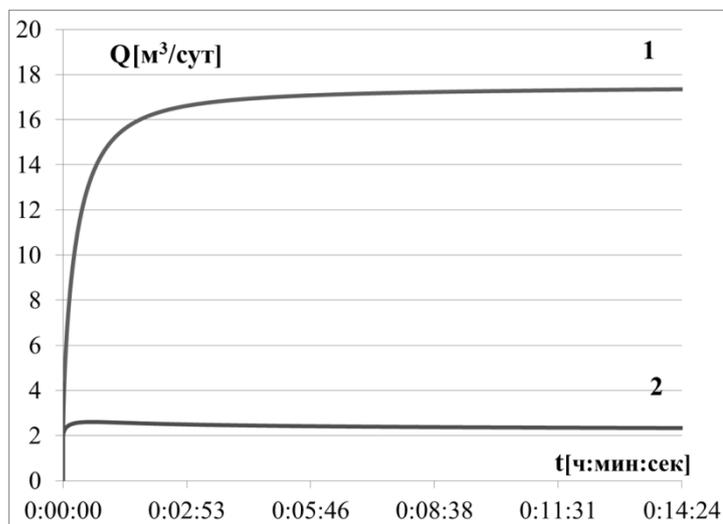


Рисунок 2.7 - Зависимости изменения удельного расхода от времени на стенке скважины в двухпластовой системе, проницаемости пластов: 10 и 1 мД, толщина 1 м. 1 – зависимость для верхнего пласта, 2 - зависимость для нижнего пласта.

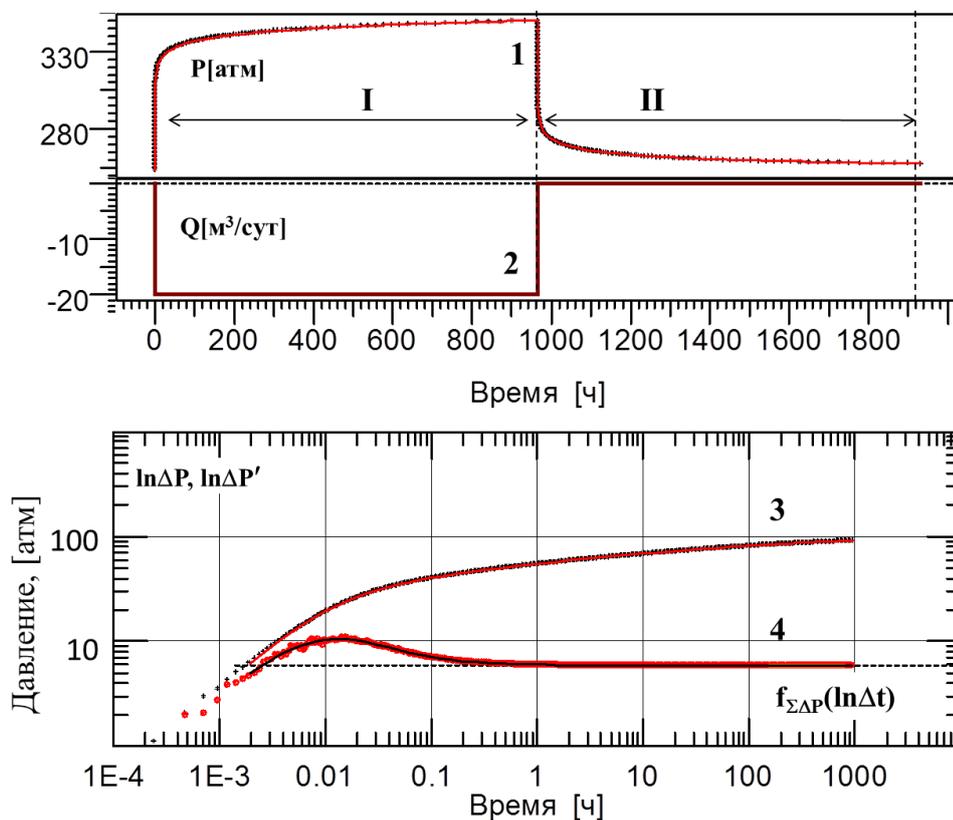


Рисунок 2.8 - Результаты моделирования многопластовой системы. 1- кривая изменения давления (КСД) двухслойного пласта с суммарным расходом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ запуска скважины (цикл I) и при последующей остановке (цикл II), Толщина слоев одинакова и равна 1 м, проницаемость верхнего слоя 10 мД, нижнего - 1 мД, скин-фактор отсутствует; 2 - кривая изменения расхода во времени; 3,4 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе. Оцененная по графику проницаемость пласта составляет 5.5 мД.

Однако границы применимости подобного подхода весьма ограничены. В частности, ситуация существенно усложняется, если каждый из совместно эксплуатируемых слоев (пластов) характеризуется своим скин-фактором. Такой случай рассмотрен ниже.

2.2.2 Проницаемости равны, разные скин-факторы, пластовые давления равны

Как и предыдущий, этот случай имеет ограниченный круг применения. Данная модель может применяться в условиях, когда вскрываются пласты с близкими фильтрационно-емкостными свойствами, объединенные в единый объект разработки, но при этом имеют непроницаемую перемычку.

Для решения указанной задачи в модель введены дополнительные цилиндрические слои с низкой проницаемостью, моделирующие переменный по глубине скин-фактор кольматации.

Скин-фактор такого слоя можно рассчитать по формуле:

$$s = \ln\left(\frac{r_s}{r_c}\right) \left[\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{si}} - 1 \right] \quad (2.5)$$

где: ε_i - гидропроводность слоя, ε_{si} - гидропроводность зоны кольматации, r_c радиус скважины, r_s - радиус зоны кольматации.

На рис.2.9 показана динамика формирования поля давления применительно к случаю, когда проницаемости слоев одинаковы. Данный рисунок наглядно иллюстрирует характер влияния на поле давления положительного скин-фактора. Воронка репрессии распространяется в нижнем пласте существенно медленнее, чем в верхнем.

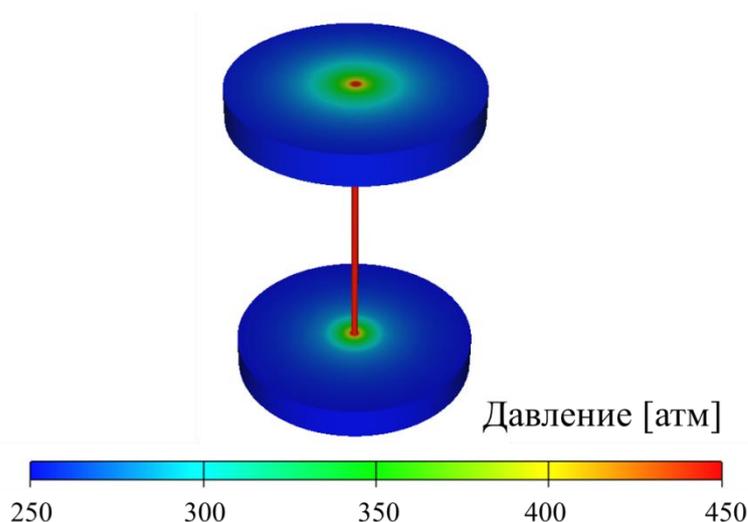


Рисунок 2.9 - Распределение давления в пластовой системе, состоящей из двух слоев одинаковой проницаемости, отличающихся скин-факторами спустя 30 мин после начала закачки. Изменение цветовой палитры от синей к красной соответствует увеличению давления в пласте

На рис.2.10 и рис. 2.11 показаны характерные результаты моделирования данной задачи. Рассматривается система из двух слоев с одинаковым первоначальным пластовым давлением (250 атм) и проницаемостью (1мД). Толщины слоев равны 10 м. В верхнем пласте изменения проницаемости в прискважинной зоне отсутствует: скин-фактор равен нулю $S_1=0$. В нижнем пласте на расстоянии 1 м от скважины проницаемость составляет 0.2 мД, что соответствует скин-фактору $S_2=+9.2$. В отличие от предыдущего случая, расчеты выполнены для условия добывающей скважины с дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Результаты моделирования показывают, что дебиты в данном случае стабилизируются быстро (менее 2 суток работы скважины). А после стабилизации суммарные расходы по слоям Q_1 и Q_2 , общий расход Q_Σ с высокой точностью удовлетворяют соотношениям:

$$Q_1 = \frac{2\pi\varepsilon_1\Delta P_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1}; Q_2 = \frac{2\pi\varepsilon_2\Delta P_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} \quad (2.6)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{\varepsilon_1\Delta P_1 \left(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2 \right)}{\varepsilon_2\Delta P_2 \left(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1 \right)} \quad (2.7)$$

Соотношение (2.6) легко распространить на случай произвольного числа совместно работающих слоев:

$$Q_\Sigma = Q_1 + Q_2 + Q_i \Rightarrow \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S}} = \frac{2\pi\varepsilon_1\Delta P_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} + \frac{2\pi\varepsilon_2\Delta P_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} + \frac{2\pi\varepsilon_i\Delta P_i}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_i} \quad (2.8)$$

где $\bar{\varepsilon}$, \bar{s} - значения гидропроводности и скин-фактора пластовой системы, оцениваемые по результатам ГДИС, $R_{\text{КП}}$ -радиус контура питания, r_c - радиус скважины (в соответствии со среднестатистическими параметрами принятых на нефтяных месторождениях сеток скважин логарифм отношения радиусов $\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c}$ обычно приближенно принимают равным 8), ΔP – депрессия (репрессия), которая в данном случае считается одинаковой для обоих пропластков (за вычетом разности в гидростатическом давлении между пластами).

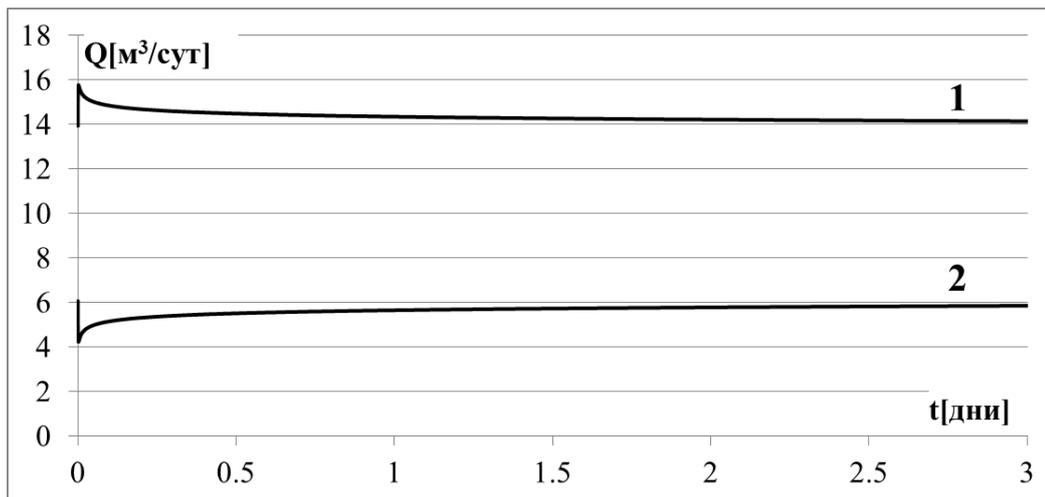


Рисунок 2.10 - Зависимости изменения удельного дебита от времени на стенке скважины в двухпластовой системе, проницаемости пластов равны 1 мД, толщина 10 м. 1 – зависимость для верхнего пласта, 2 - зависимость для нижнего пласта.

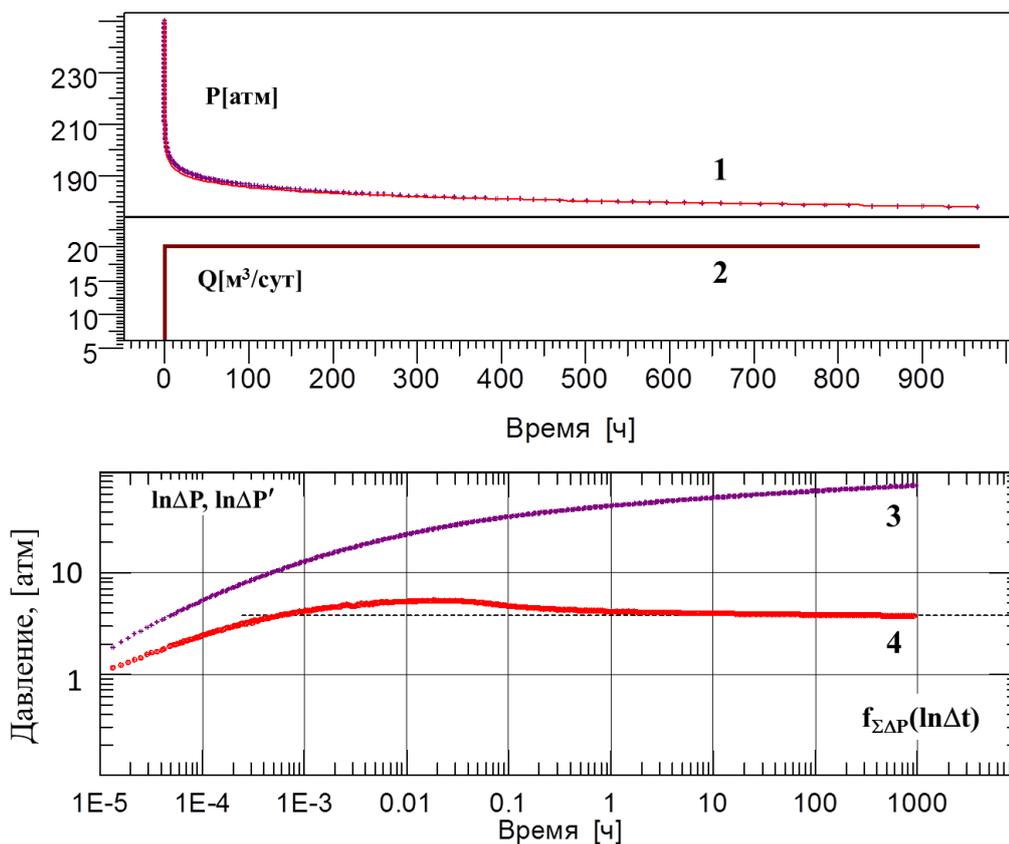


Рисунок 2.11 - Результаты моделирования многопластовой системы. 1- кривая изменения давления (КСД) двуслойного пласта с суммарным дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ запуска скважины. толщина слоев одинакова и равна 10 м, проницаемость верхнего и нижнего слоев равны 1 мД, скин-фактор в верхнем пласте отсутствует, в нижнем равен +9.2; 2-кривая изменения расхода во времени; 3,4 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе. Оцененная по графику проницаемость пласта составляет 0.9 мД.

Физический смысл данных формул отражает тот факт, что на установившемся режиме работа как каждого пропластка, так и пластовой системы в целом с достаточной для практических целей точностью описывается уравнением квазистационарной работы скважины (Дюпюи).

В условии равенства (или при очень близких значениях) проницаемости слоев средняя определяемая по ГДИС проницаемость многопластовой системы не будет от них отличаться (т.е. $\bar{k}=k_1=k_2$).

Тогда, при условии равенства вязкостей нагнетаемого в пласты флюида $\mu_1 = \mu_2 = \bar{\mu}$ из (2.7) и (2.8) следует:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{h_1 \ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{h_2 \ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} \quad (2.9)$$

$$\frac{(h_1 + h_2)}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S}} = \frac{h_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} + \frac{h_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} \quad (2.10)$$

Из (2.9) и (2.10) следует:

$$\frac{h_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} = \frac{Q_2}{Q_1} \frac{h_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} \quad (2.11)$$

Из (2.10) и (2.11) следует:

$$S_1 = \frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})(h_1 + \frac{Q_1}{Q_2} h_2 + \dots + \frac{Q_1}{Q_i} h_i)}{h_2} - \ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} \quad (2.12)$$

Соотношения (2.12) демонстрирует возможность отдельной оценки скин-факторов любого прослоя на основе измеренных расходов для каждого из них.

Решение обратной задачи по приведенным выше формулам (2.9-2.12) показывают высокую сходимость фактических и модельных результатов при условии невысоких контрастов в скин-факторах. Однако, следует отметить важный момент: ошибка в определении проницаемости пластов и соответственно индивидуальных скин-факторов может нарастать с увеличением разницы в скин-факторах. Это происходит из-за того, что соотношение проницаемостей (2.4) перестает выполняться. Так в приведенном выше примере, при разнице в скин-факторе пластов ($\Delta S=9.2$), интегральная проницаемость, определяемая при интерпретации Log-Log графика, составляет $\bar{k}=0.9$ мД, а не 1 мД, как следует из формулы (2.4). При увеличении разности скин-факторов $\Delta S=43.7$ интегральная проницаемость составит уже

$\bar{k} = 0.65$ мД. Это необходимо учитывать при интерпретации многопластовых скважин. Также при равенстве проницаемостей упрощенное соотношение, приведенное в первой главе (1.4), которое применяется в ПО Ecrin, нельзя использовать для расчетов. Среднее значение скин-фактора скважины (\bar{S}) для приведенных выше примеров не превышает $\bar{S} < +1$.

2.2.3 Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, пластовые давления равны

Данная модель, в отличие от предыдущих, может применяться гораздо чаще на практике. Единственным упрощением является равенство пластовых давлений, что обычно характерно для исследований скважин на новых нефтяных месторождениях.

На рис.2.12 приведены результаты моделирования задачи для более общего случая, когда различны и проницаемости, и скин-факторы слоев. Рассматривается система из двух слоев с одинаковым первоначальным пластовым давлением 250 атм., проницаемостью первого пласта 10мД, второго - 1мД. Толщины обоих слоев 10 м. В нижнем пласте изменения проницаемости в прискважинной зоне отсутствует - скин-фактор равен нулю. В верхнем пласте на расстоянии 1 м от скважины существует зона ухудшенными фильтрационными свойствами. Проницаемость в этой зоне составляет 0.2 мД, что соответствует скин-фактору +9.2. Расчеты выполнены в добывающей скважине с дебитом 20 м³/сут. (аналогично случаю, описанному в предшествующем разделе). Обращает на себя внимание факт, что гораздо ярче выражена нестабильность дебита во времени при запуске скважины. Стабилизация проходит дольше, чем во всех ранее рассмотренных случаях. Но перечисленные факторы и в данном случае не являются определяющими.

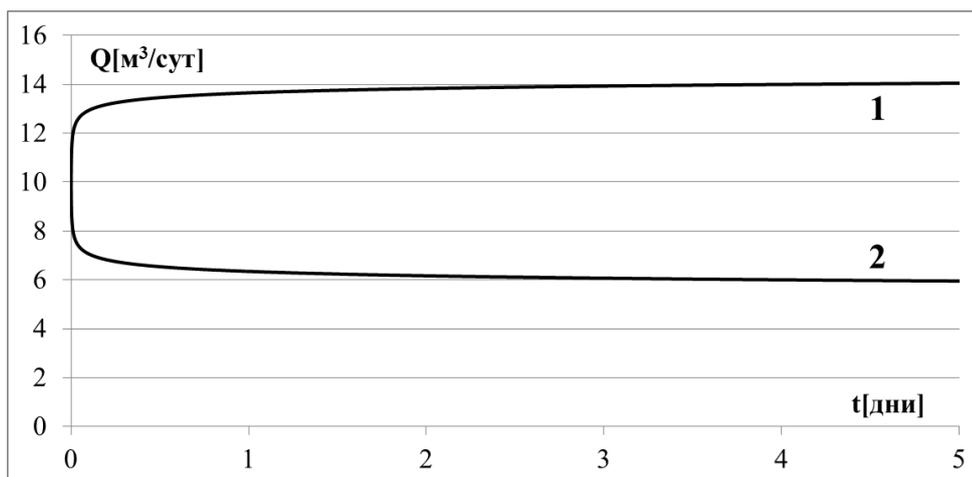


Рисунок 2.12 - Зависимости изменения удельного расхода от времени на стенке скважины в двухпластовой системе, проницаемости пластов: 10 и 1 мД, скин-фактор в верхнем пласте равен +9.2, в нижнем – отсутствует; 1 – зависимость для верхнего пласта, 2 - зависимость для нижнего пласта

Для обоснования информативности ГДИС применительно к данному случаю по кривым изменения давления во времени были оценены интегральные параметры пластовой системы, проницаемость \bar{k} и скин-фактор \bar{S} (рис.2.13).

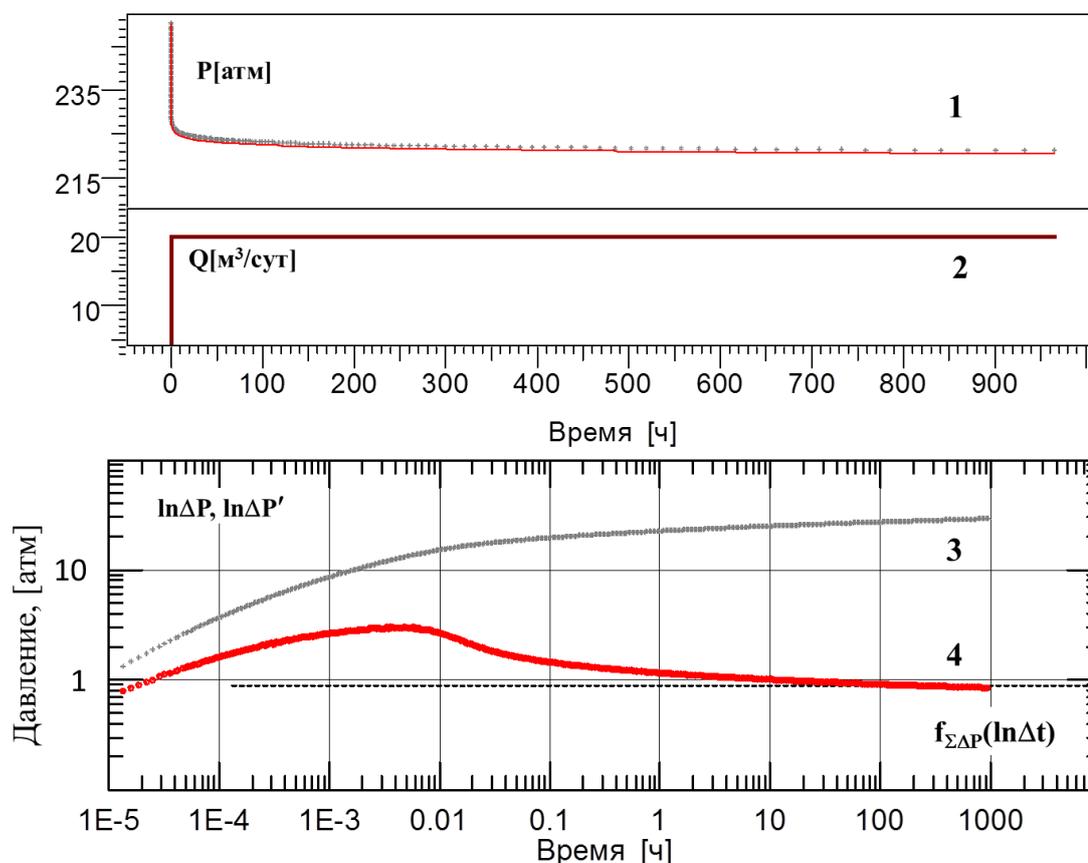


Рисунок 2.13 - Результаты моделирования многопластовой системы. 1- кривая изменения давления (КСД) двуслойного пласта с суммарным дебитом $20 \text{ м}^3/\text{сут}$ запуска скважины, толщина слоев одинакова и равна 10 м , проницаемость верхнего пласта 10 мД , нижнего – 1 мД , скин-фактор в верхнем пласте равен $+9.2$, в нижнем – отсутствует; 2- кривая изменения расхода во времени; 3,4 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе.

Как уже было показано выше, суммарные расходы по слоям Q_1 и Q_2 , общий расход Q_{Σ} с высокой точностью удовлетворяют соотношениям (2.6) и (2.7), которые являются прямым следствием уравнения Дюпюи. Следует отметить, что в случае одновременного неравенства фильтрационных параметров и характеристик совершенства вскрытия пластов ($\varepsilon_1, \varepsilon_2, S_1, S_2$), наличие информации о дебитах и средних значениях параметров пластов уже не будет являться достаточным для однозначной оценки индивидуальных свойств каждого пласта.

В этом случае предлагается использование априорной информации о проницаемости пластов, либо о скин-факторах. В первом случае следует использовать данные петрофизических экспериментов, позволяющие судить о соотношении проницаемостей исследуемых пластов

($\alpha=k_1/k_2$), либо же приближенные оценки осредненных проницаемостей по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе. Точность данной оценки может существенно зависеть от однородности пласта, особенно при его интегральной низкой проницаемости. Во втором случае ($\Delta S=S_1-S_2$) возможно использовать данные из дизайна гидравлического разрыва пласта (ГРП) или даже косвенные данные о проводимых на скважинах работах (наличие селективных обработок призабойной зоны СКО и пр.). Это позволяет преобразовать уравнение Дюпюи, исключив избыточные неизвестные.

Из (2.6), с учетом условия $\mu_1 = \mu_2 = \bar{\mu}$ следует:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{k_1 h_1}{k_2 h_2} \frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} \quad (2.13)$$

Если предположить, что для рассматриваемого случая, как и для пластовой системы без скин-фактора, выполняется приближенное соотношение:

$$\frac{\bar{k}}{k} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{(h_1 + h_2)} \quad (2.14)$$

из (2.8) и (2.14) следует:

$$\frac{k_1 h_1 + k_2 h_2}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = \frac{k_1 h_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} + \frac{k_2 h_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} \quad (2.15)$$

И далее из (2.14) и (2.15) следует:

$$\frac{k_1 h_1 + k_1 h_1 \frac{Q_2}{Q_1} \frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1}}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = \frac{k_1 h_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} + \frac{k_1 h_1 \frac{Q_2}{Q_1} \frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1}}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} \quad (2.16)$$

или

$$\frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1 + \frac{Q_2}{Q_1} (\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2)}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1} \quad (2.17)$$

Основной практический вывод из соотношения (2.17) следующий: при существенном различии в скин-факторах совместно вскрытых интервалов пересчет интегральной

проницаемости по ГДИС в проницаемости по интервалам на основе соотношения (2.3), то есть пропорционально дебитам - является ошибочным.

Достоверный пересчет невозможен без дополнительных данных о соотношении скин-факторов пластов $\Delta S = S_2 - S_1$. Предлагаемая методика (с учетом того, что основная причина возникновения отрицательного скин-фактора в рассматриваемом случае, как правило, связана с гидроразрывом пласта) подразумевает использование для оценки этой величины информации по дизайну ГРП, а именно - средний объем закаченного проппанта на единицу высоты трещины (V). Названные параметры можно связать приближенным соотношением (2.18). Более точные расчеты должны дополнительно учитывать ширину и высоту трещин ГРП для оценки которых полезно воспользоваться результатами геофизических методов исследований, в первую очередь широкополосной акустики и термометрии.

$$\ln\left(\frac{V_1/h_1}{V_2/h_2}\right) = \Delta = S_1 - S_2 \quad (2.18)$$

$$S_1 = \bar{S} - \Delta \frac{\frac{Q_2}{Q_1}}{1 + \frac{Q_2}{Q_1}} \quad (2.19)$$

Использование уравнений (2.17) и (2.18) позволяет определять индивидуальные значения скин-факторов (2.19). Аналогично из (2.14) и (2.15) с привлечением априорной информации $\alpha = k_1/k_2$ может быть получено соотношение (2.20):

$$\frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1)(1 + \frac{h_2}{\alpha h_1})}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = 1 + \frac{Q_2}{Q_1} \quad (2.20)$$

Следует подчеркнуть, что оперируя соотношением проницаемости по ГИС, подобная оценка правомерна лишь в случае, если есть уверенность в достоверности петрофизических корреляционных связей.

Представленные выше формулы позволяют в случае использования априорной информации определить скин-факторы каждого из совместно эксплуатируемых пластов. Следующим шагом является определение гидропроводности каждого пласта по формуле (2.6). Следует отметить, что выше пластовые давления для слоев принимались равными, поэтому проницаемость пласта оставалась единственной неизвестной в уравнении. На практике часто встречаются исследования на зрелых месторождениях, в которых долгое время велась активная выработка, что приводит к существенным различиям в пластовых давлениях. Ниже (п. 2.2.4)

рассмотрены случаи, когда каждый пласт характеризуется своим пластовым давлением, а также предложены методы и подходы по их определению.

2.2.4 Влияние на результат различий в пластовых давлениях

С введением разности пластовых давлений между слоями, задача еще более приближается к реальной. В системе могут появляться межпластовые перетоки.

Для моделирования поставленной задачи в среде Eclipse в модель были введены несколько зон равновесия (по числу совместно эксплуатируемых объектов), задающие различные пластовые давления для каждого из них. При этом важно обратить внимание на особенности поведения давления - как при запуске скважины, так и при последующем его восстановлении.

Анализ результатов моделирования для данной задачи выполнялся на основе широко используемого в теории и практике ГДИС принципа наложения друг на друга нескольких гидродинамических процессов (принципа суперпозиции).

Согласно данному принципу распределение дебитов и давлений в пластовой системе формируется следующим образом: под воздействием закачки давление в скважине изменяется по сравнению с гидростатическим на некоторую величину ΔP_1 (рис.2.14а), одновременно и независимо от закачки в скважине происходит изменение давления, обусловленное межпластовым перетоком: ΔP_2 (рис.2.14б).

Совокупное воздействие перечисленных процессов приведет к изменению давления в скважине, равному сумме перечисленных приращений: $\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2$.

Таким образом, все рассмотренные выше закономерности поведения давления в скважине применимы и к рассматриваемой задаче, с той лишь разницей, что они проявляются на фоне изменения давления, обусловленного перетоком. Отсюда следует наиболее предпочтительный способ проведения гидродинамических исследований применительно к данному случаю - необходимо проведение измерений на разных режимах с регистрацией индикаторной диаграммы (ИД), т.к. регистрируя дебиты пластов на различных режимах, можно оценить индивидуальные пластовые давления.

Еще один возможный подход в оценке пластовых давлений – регистрация дебита перетока в остановленной скважине. В этом случае надо учитывать тот факт, что дебит перетока может быть незначительный (менее 10-15 м³/сут). В этом случае регистрация дебита вертушечным (механическим) расходомером будет невозможна, так как такой расход ниже его чувствительности. В таких условиях могут быть использованы приближенные методы оценки дебита по записям термометрии на различных режимах (включая цикл остановки скважины).

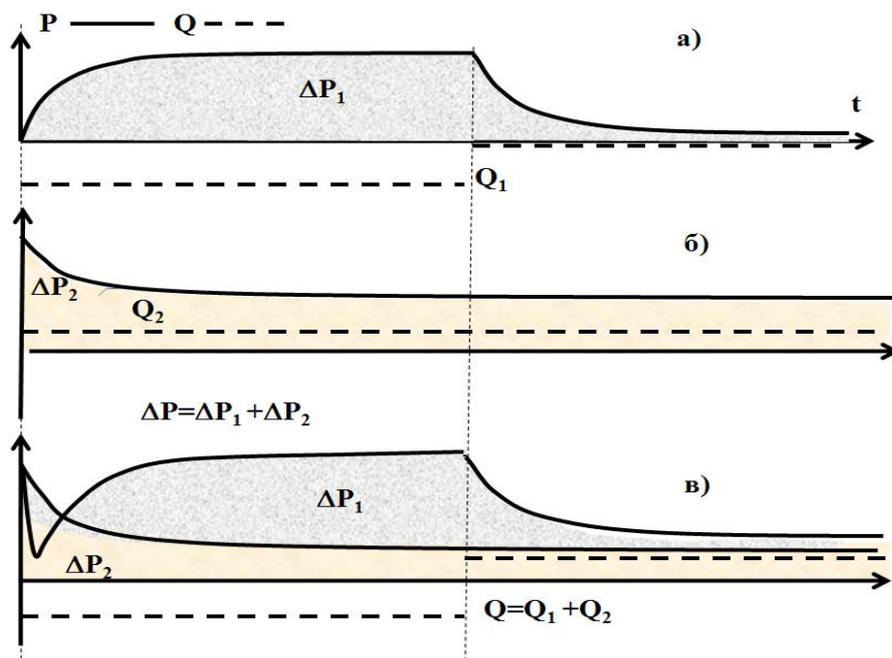


Рисунок 2.14 - Поведение давление и расхода при закачке жидкости в скважину при наличии межпластового перетока; а) поведение давления (P) и расхода (Q) при закачке в отсутствие перетока: ΔP_1 - аномалия давления, обусловленная закачкой; б) поведение давления и расхода при перетоке в неработающей скважине ΔP_2 - аномалия давления, обусловленная перетоком; в) эффект совместного воздействия закачки и перетока (аномалии давления и дебиты, обусловленные влиянием перечисленных факторов складываются)

На основе результатов проведенных расчетов можно сделать вывод, что в отсутствие скин-фактора давление под влиянием перетока стабилизируется очень быстро и может быть учтено при интерпретации, как постоянный фон. При сложных характеристиках вскрытия пластов процесс стабилизации увеличивается, но по сравнению со временем работы скважины по-прежнему не существенен (порядка 5 - 10 суток).

Рассмотрим ниже результаты моделирования воздействия перетока на процесс эксплуатации скважины. Представленные расчеты выполнены для система из двух слоев, проницаемость верхнего 10 мД, нижнего 1 мД, скин-фактор в верхнем пласте отсутствует, в нижнем равен $S=-2.3$. Толщины слоев 1м, $r_c = 0.1$ м. Пластовые давления 200 атм. и 250 атм. соответственно, интенсивность нагнетания воды $20 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Рис.2.15 иллюстрирует особенности распределения параметров давления и удельного расхода в пластовой системе. Наглядно видно, что поле перетока стабильно и не зависит от закачки. Для обоснования информативности ГДИС применительно к данному случаю по кривым изменения давления во времени были оценены интегральные параметры пластовой системы, проницаемость \bar{k} и скин-фактор \bar{S} (рис.2.16). При этом (в соответствии с принципом суперпозиции) в качестве фонового использовано давление при длительном простое скважины.

Среднее значение проницаемости по обоим исследованиям (КСД-КВД) составила $\bar{k} \approx 5.5$ мД, что укладывается в рамки допущения о том, что и при переменном скин-факторе проводимость пластовой системы равна сумме проводимостей составляющих ее пропластков.

Проведенный анализ показал, что стабилизация дебитов происходит значительно медленнее при наличии отрицательных скин-факторов, что характерно для пластов с трещинами ГРП и для низкопроницаемых коллекторов. Для этих условий был смоделирован другой случай, который наиболее приближен к условиям залегания многих нефтяных месторождений Западной Сибири.

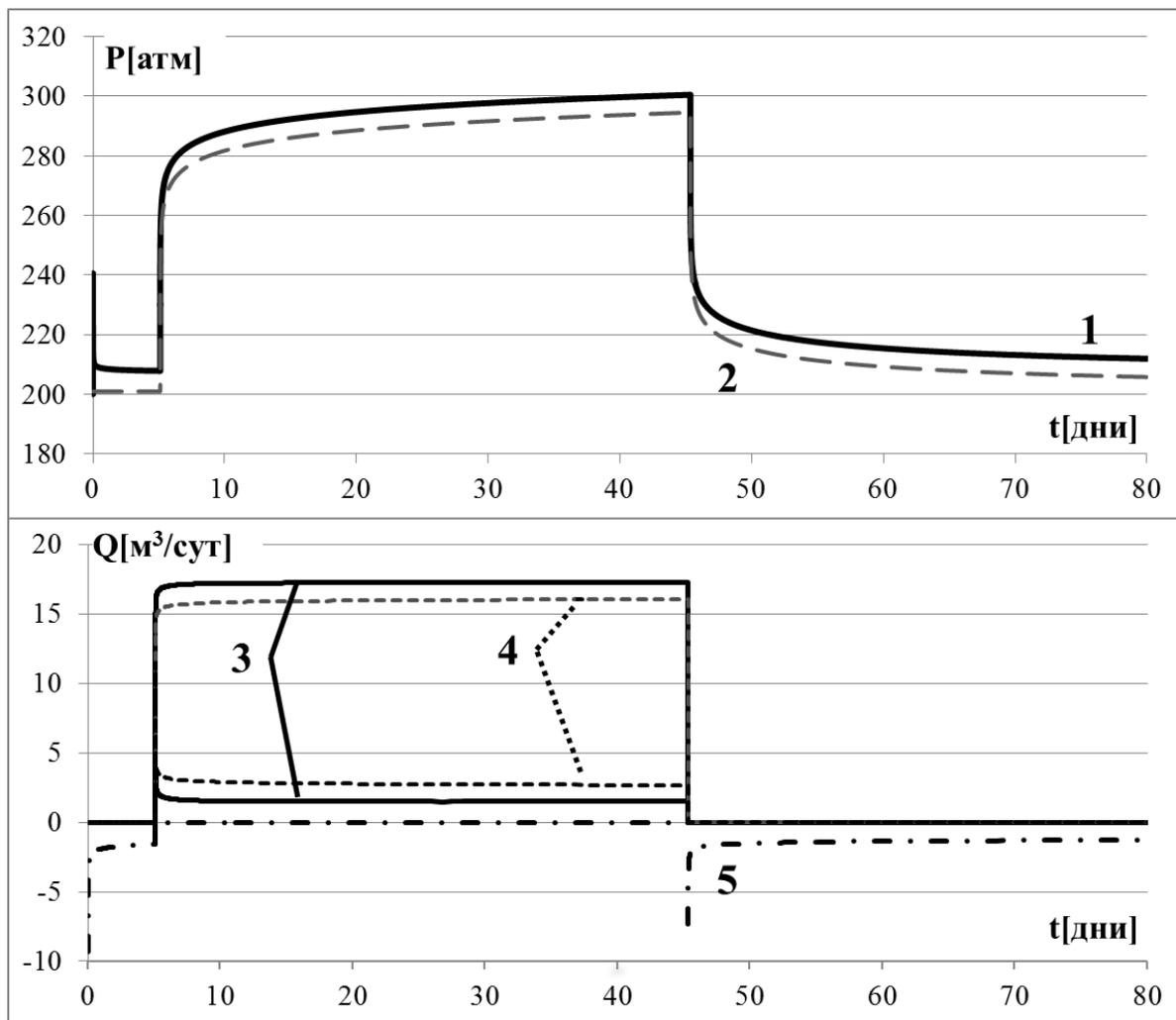


Рисунок 2.15 - Зависимости изменения давления и удельного расхода от времени на стенке скважины в двухпластовой системе с межпластовым перетоком, вызванным различием в пластовых давлениях; проницаемости пластов: 10 и 1 мД; скин-факторы: 0 и -2.3; пластовые давления: 200 и 250 атм. 1- поведение давления в скважине с перетоком, 2– поведение давления в той же скважине при равенстве пластовых давлений (без перетока). 3- поведение дебита каждого пласта при наличие перетока, 2 – поведение дебитов пластов в отсутствии перетока, 5 - дебит перетока

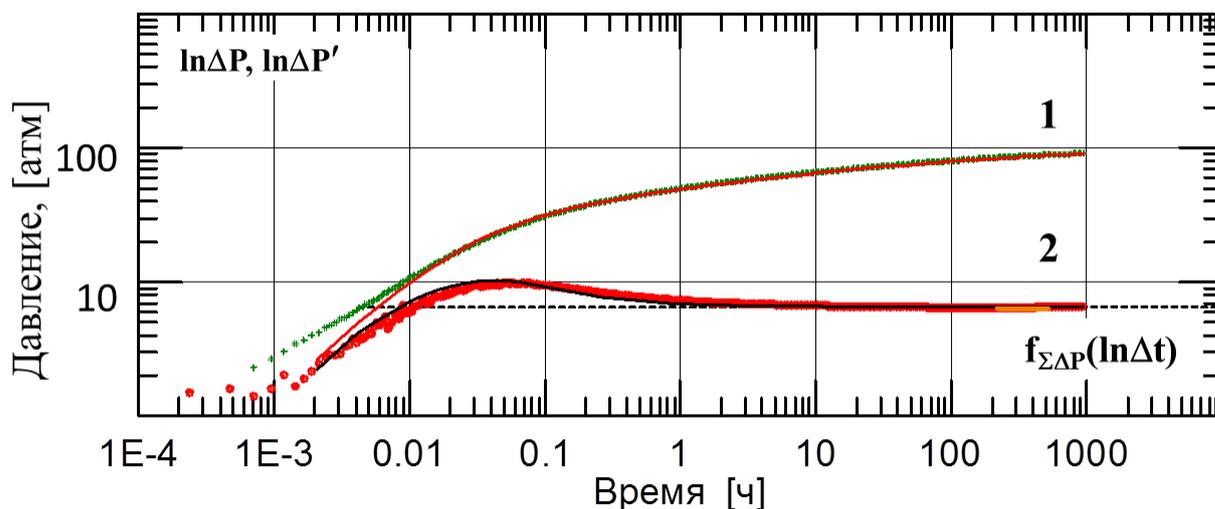


Рисунок 2.16 - Диагностический график в двойных логарифмических координатах для цикла стабилизации давления (рис.2.15). 1,2 – исходные кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе

Для второго примера проницаемость верхнего пропластка задана 7мД, нижнего - 2мД. Толщина первого слоя 3 м, второго – 2 м, $r_c = 0.1$ м. Введены различные зоны повышенной проводимости для моделирования отрицательных скин-факторов: $S_1 \approx -4.3$ для верхнего пласта, $S_2 \approx -2.2$ для нижнего. Пластовые давления 200 атм. и 250 атм. соответственно, интенсивность нагнетания воды 30 м³/сут. На рис.2.17 представлены рассчитанные на модели расходы жидкости для пропластков. На рис.2.18 диагностический график в двойных логарифмических координатах для цикла работы скважины (КСД).

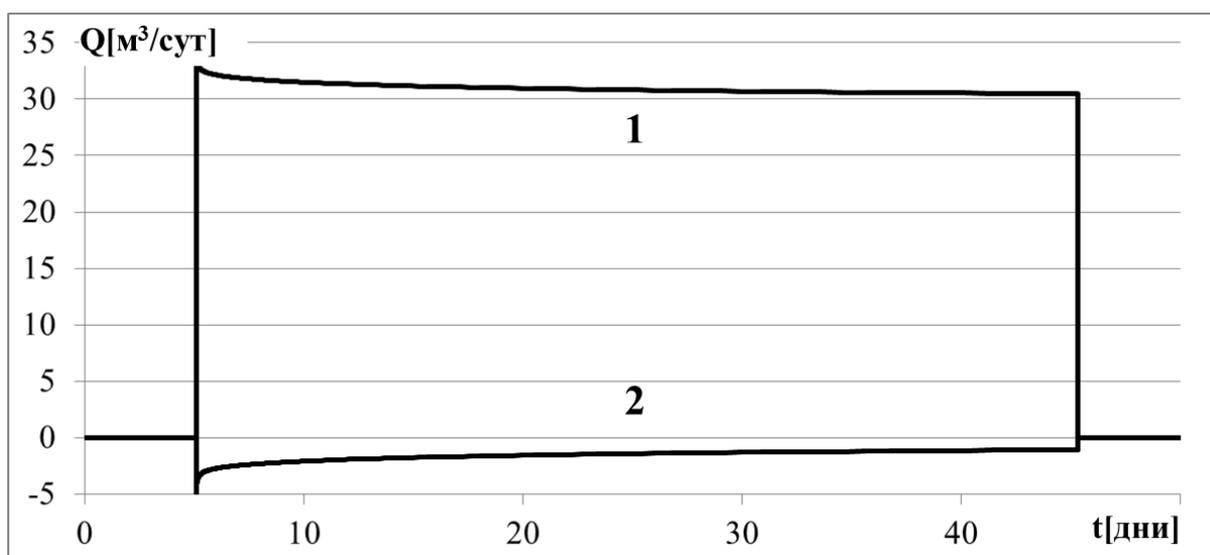


Рисунок 2.17 - Зависимости изменения расхода от времени (сутки) на стенке скважины в двухпластовой системе, проницаемости пластов: 7 и 2 мД. 1 – поведение дебита верхнего пласта, 2 – поведение нижнего пласта.

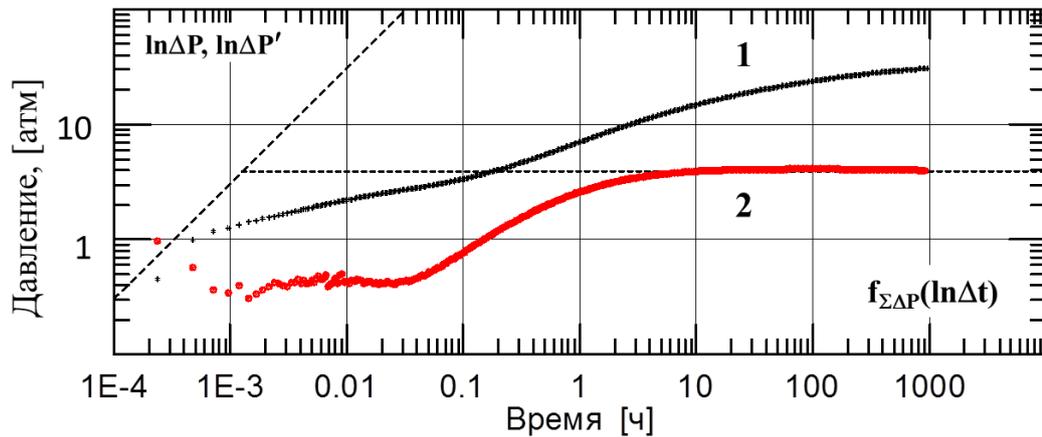


Рисунок 2.18 - Диагностический график для цикла КСД двухслойного пласта с суммарным расходом $30 \text{ м}^3/\text{сут}$. Проницаемость верхнего слоя 7 мД, нижнего - 2 мД, скин-факторы -4.3 для верхнего и -2.25 для нижнего слоев. Толщины слоев равны 3 м и 2 м соответственно; 1,2 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе. Оцененная по графику проницаемость пласта составляет 5 мД.

По результатам интерпретации получены обобщенные (для двух слоев) значения проницаемости и скин-фактора: $\bar{k} = 5 \text{ мД}$, $\bar{S} = -4$. Следует обратить внимание, что проницаемость нижнего пласта «отрицательная». Это наглядный пример того, что при наличии большой разницы в пластовых давлениях, один из пластов может не принимать флюид, а наоборот работать на излив в соседний пласт. Такие случаи встречаются не только в нагнетательных, но и в добывающих скважинах, когда один из пластов с низким давлением может не работать, а даже принимать флюид из других пластов.

Форма графика производной в двойных логарифмических координатах объясняется радиальной моделью исследуемого объекта. Чтобы более реалистично описать поведение давления в скважинах с трещиной ГРП, необходимо использование ортогональной сетки. Подробнее данная задача рассмотрена в следующем разделе.

Для определения индивидуальных параметров пластов с учетом различий в пластовых давлениях представленные выше уравнения должны быть дополнены еще одним членом ΔP ($\Delta P_{cp} = P_{nl, cp} - P_c$; $\Delta P_1 = P_{nl, 1} - P_c$; $\Delta P_2 = P_{nl, 2} - P_c$). В этом случае, как и ранее, используются соотношения (2.7), (2.8) и (2.14). С учетом условия $\mu_1 = \mu_2 = \bar{\mu}$ следует:

$$\frac{(k_1 h_1 + k_1 h_1 \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} \frac{Q_2}{Q_1} \frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1}) \Delta P_{cp}}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = \frac{k_1 h_1 \Delta P_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} + \frac{k_1 h_1 \Delta P_1 \frac{Q_2}{Q_1} \frac{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1}}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2} \quad (2.21)$$

или

$$\frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1 + \frac{Q_2}{Q_1} \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} (\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2)) \Delta P_{cp}}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = \Delta P_1 (1 + \frac{Q_2}{Q_1}) \quad (2.22)$$

$$\frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1) (1 + \frac{h_2}{\alpha h_1}) \Delta P_{cp}}{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S})} = \Delta P_1 (1 + \frac{Q_2}{Q_1}) \quad (2.23)$$

Соотношения (2.22) и (2.23) позволяют при использовании дополнительной априорной информации о разности скин-факторов пластов или об отношении проницаемостей пластов соответственно определить все прочие индивидуальные свойства пластов (аналогично алгоритму, описанному в предыдущем подразделе).

Применяя описанную выше методику и результаты численного моделирования, были рассчитаны значения проницаемостей: $k_1=7.3$ мД, $k_2=2.2$ мД. Отличие полученных значений проницаемости от заданных в модели параметров не превышает 5-10%.

Следует остановиться на еще одной информативной возможности указанных исследований при перетоке. При длительном простое скважины в стволе и пропластках формируется квазистационарное поле давлений и расходов. При этом, как показывают результаты моделирования, с высокой точностью выполняются соотношения:

$$\Delta P_1 = P_{nl1} - P_c = \frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1) * Q_{nep}}{2\pi \varepsilon_1}; \quad (2.24)$$

$$\Delta P_2 = P_c - P_{nl2} = \frac{(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_2) * Q_{nep}}{2\pi \varepsilon_2}$$

где P_c – среднее давление в стволе скважины в интервале перетока, Q – расход жидкости при перетоке (дебит перетока); обозначения остальных параметров аналогичны принятым выше.

Используя соотношение дебитов ($Q_1/Q_{пер}$ и $Q_2/Q_{пер}$) пластов во время работы (2.6) и во время остановки, когда начинается переток по стволу скважины (2.24), можно определить индивидуальные пластовые давления.

Из (2.2) и (2.24) следует:

$$\frac{Q_1}{Q_{пер}} = \frac{P_{нл1} - P_{с1}}{P_{нл1} - P_{пер1}}; \frac{Q_2}{Q_{пер}} = \frac{P_{нл2} - P_{с2}}{P_{пер2} - P_{нл2}} \quad (2.25)$$

или:

$$P_{нл1} = \frac{Q_1 P_{пер1} - Q_{пер} P_{с1}}{Q_1 - Q_{пер}}; P_{нл2} = \frac{Q_2 P_{пер2} + Q_{пер} P_{с2}}{Q_2 - Q_{пер}} \quad (2.26)$$

где $P_{с1,2}$ – давление в стволе скважины напротив каждого пласта в работающей скважине, $P_{пер1,2}$ – давление в стволе скважины напротив каждого пласта в остановленной скважине (в процессе перетока во время остановки скважины).

Основным ограничением данного и описанных выше подходов является условие выхода работы скважины на установившийся режим течения. Для этого необходимо выполнять более длительные замеры методом ПГИ в остановленной скважине (в статике).

Дебит перетока может иметь более высокие значения в первый момент после остановки скважины (когда проводят замеры ПГИ), что может привести к ошибке в определении индивидуальных пластовых давлений. Стандартная технологическая программа работ ПГИ включает остановку скважины для замеров в условиях режима статики не более, чем на 12 часов. Стабилизация дебита перетока может продолжаться значительно больше времени.

В случае полного прекращения перетока, можно говорить о равенстве пластовых давлений. Кратковременный переток может быть вызван разницей в воронках депрессий в пластах с различной проницаемостью. В случае существенного различия пластовых давлений дебит перетока будет продолжаться в течение длительного времени, что необходимо учитывать при планировании промыслово-геофизических исследований многопластовых скважин.

2.2.5 Разные проницаемости пластов, разные скин-факторы, разные пластовые давления, обобщение для N слоев

Решения, представленные в предыдущих разделах, возможно масштабировать на случай с неограниченным количеством совместно эксплуатируемых пластов. В качестве дополнительной априорной информации будет применено отношение проницаемостей пластов, оцениваемых по данным каротажа в открытом стволе.

В подобном случае алгоритм будет следующий:

1. Вводятся коэффициенты:

$$\alpha_i = \frac{k_i}{k_{i+1}}; \beta_i = \frac{Q_i}{Q_{i+1}} \quad (2.27)$$

где $i=1,2,\dots,N-1$, N – число совместно эксплуатируемых нефтяных пластов.

2. Из (2.8) и (2.27):

$$Q_1 \left(1 + \frac{1}{\beta_1} + \frac{1}{\beta_1 \beta_2} + \dots + \frac{1}{\beta_1 \beta_2 \dots \beta_{N-1}} \right) = Q_\Sigma \quad (2.28)$$

3. Подставляются вместо Q_1, Q_Σ их выражения из формулы Дюпюи (2.6).

$$\frac{k_1 h_1 \Delta P_1}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + S_1} \left(1 + \frac{1}{\beta_1} + \frac{1}{\beta_1 \beta_2} + \dots + \frac{1}{\beta_1 \beta_2 \dots \beta_{N-1}} \right) = \frac{\bar{k}(h_1 + h_2 + \dots + h_N) \Delta \bar{P}}{\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S}} \quad (2.29)$$

4. Скин-фактор пласта S_1 получается заменой правой части числителя уравнения (2.27), с привлечением соотношения (2.4) и коэффициента α (2.27).

$$S_1 = \frac{\Delta P_1 \left(1 + \frac{1}{\beta_1} + \frac{1}{\beta_1 \beta_2} + \dots + \frac{1}{\beta_1 \beta_2 \dots \beta_{N-1}} \right) \left(\ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} + \bar{S} \right)}{\Delta \bar{P} \left(h_1 + \frac{h_2}{\alpha_1} + \frac{h_3}{\alpha_1 \alpha_2} + \dots + \frac{h_N}{\alpha_1 \alpha_2 \dots \alpha_N} \right)} - \ln \frac{R_{\text{КП}}}{r_c} \quad (2.30)$$

5. Рассчитывается проницаемость k_1 по формуле Дюпюи (2.6).

6. Рассчитываются остальные проницаемости k_i из соотношения $\alpha_i = \frac{k_i}{k_{i+1}}$.

7. Рассчитываются скин-факторы пластов S_i по формуле Дюпюи (2.6).

Для проверки предлагаемого алгоритма автором использована численная модель из трех пластов. Проницаемости: $k_1=10$ мД, $k_2=1$ мД, $k_3=5$ мД. Толщины всех пластов равны 10 м, $r_c=0.1$ м. Введены различные зоны ухудшенной проницаемости путем задания положительных скин-факторов: $S_1 \approx +20.7$, $S_2 \approx 0$, $S_3 \approx +5$. Пластовые давления $P_{\text{пл}1}=200$ атм, $P_{\text{пл}2}=250$ атм, $P_{\text{пл}3}=180$ атм. Общий дебит скважины 50 м³/сут. На рис.2.19 представлены рассчитанные на модели дебиты жидкости каждого пласта, на рис.2.20 дан диагностический график в двойных логарифмических координатах для цикла работы скважины (КСД).

В данном случае на поведение дебита оказывает весь комплекс настроечных параметров: проницаемость, скин-фактор, пластовые давления, поэтому стабилизация дебитов длится более 10 суток.

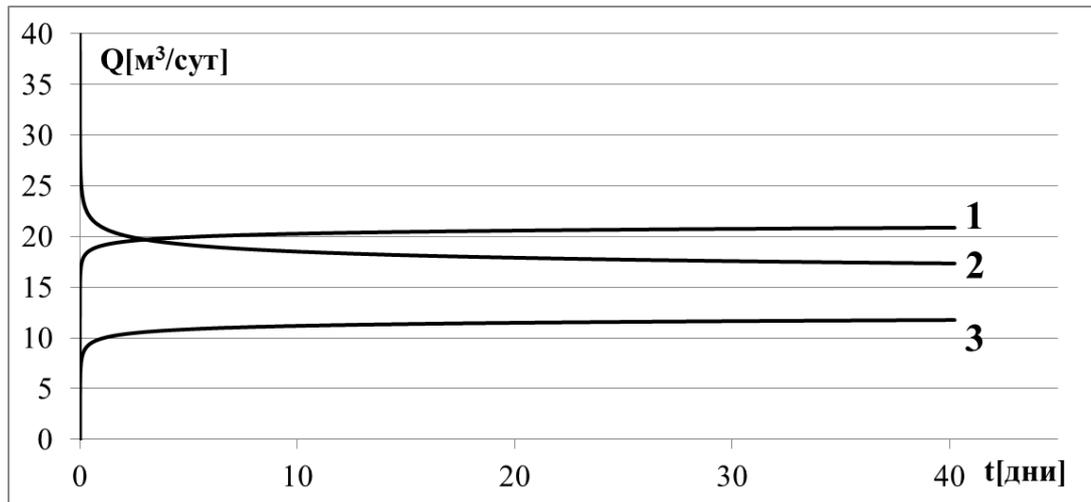


Рисунок 2.19 - Зависимости изменения расхода от времени (сутки) на стенке скважины в многопластовой системе, проницаемости пластов: 10, 1 и 5 мД. 1 – поведение дебита верхнего пласта; 2 – поведение дебита среднего пласта; 3 – поведение дебита нижнего пласта.

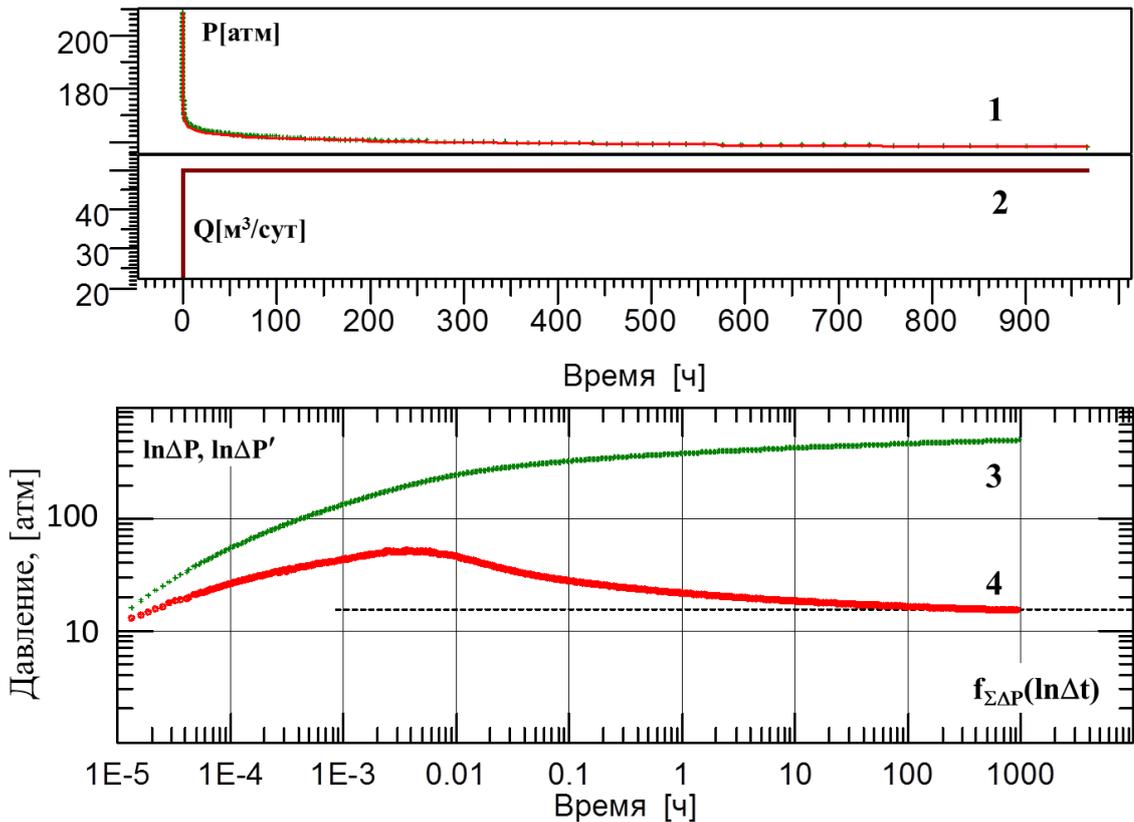


Рисунок 2.20 - Результаты моделирования многопластовой системы. 1- кривая изменения давления (КСД) двухслойного пласта с суммарным дебитом $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ запуска скважины Проницаемости пластов: $k_1=10 \text{ мД}$, $k_2=1 \text{ мД}$, $k_3=5 \text{ мД}$; скин-факторы: $S_1 \approx +20.7$, $S_2 \approx 0$, $S_3 \approx +5$; пластовые давления: $P_{пл1}=200 \text{ атм}$, $P_{пл2}=250 \text{ атм}$, $P_{пл3}=180 \text{ атм}$; 2 - кривая изменения дебита во времени; 3,4 – кривые давления и логарифмической производной в LOG-LOG масштабе. Оцененная по графику проницаемость пласта составляет 3.5 мД , скин-фактор $+10.2$.

Дебит каждого пласта при запуске скважины нельзя связывать только с проницаемостью. Средний пласт, имея самую низкую проницаемость 1мД, но при этом обладая высоким пластовым давлением и нулевым скин-фактором, обладает самым высоким запускным дебитом. Следовательно, для качественной интерпретации необходимо использовать максимум информации и заранее создавать дизайн исследований.

Используя представленный выше алгоритм расчетов и результаты численного моделирования, автором были рассчитаны значения индивидуальных пластовых проницаемостей: $k_1=9.8$ мД, $k_2=0.98$ мД, $k_3=4.9$ мД; и скин-факторов: $S_1=+22.1$, $S_2=-0.06$, $S_3=+5.6$. Результаты расчетов близки к заданным в модели параметрам, что свидетельствует о возможности применения разработанной методики на практических примерах. Индивидуальные пластовые давления используются в качестве входной информации, их, как отмечалось выше, необходимо определить по результатам промысловых исследований, либо по результатам ИД, либо же по замерам дебита перетока в остановленной скважине.

2.3 Моделирование трещины ГРП с использованием ортогональной сетки

Данный подход является одним из наиболее важных с практической точки зрения, поскольку в последние годы совместно обычно разрабатываются пласты с низкими фильтрационными свойствами, вскрытые трещинами гидроразрыва (ГРП). Тогда разницу в скин-факторе пластов можно связать с соотношениями длин трещин. Это соотношение можно оценить исходя из удельного объема закачанного проппанта (используются данные из дизайна ГРП), высоты и ширины трещины (используются результаты геофизических исследований – акустика, термометрия и др.).

Но наиболее эффективно с практической точки зрения получать необходимую дополнительную информацию на основе результатов гидродинамического мониторинга разработки. Для того, чтобы оценить такую возможность, автором были изучены особенности переходных процессов в скважине, вскрывающих несколько пластов с трещинами ГРП.

Расчеты были выполнены на модели, полностью аналогичной описанной выше в предыдущем разделе, с той лишь разницей, что влияние скин-фактора учитывалось прямым моделированием геометрических размеров и фильтрационных свойств трещины.

Наиболее реалистичными являются модели, где трещины ГРП задаются не значениями интегрального отрицательного скин-фактора с использованием радиальной сетки, а напрямую - увеличением проницаемости в области распространения трещин. Для численного моделирования в данном случае используется ортогональная сетка. В частности, автором была применена ортогональная неравномерная сетка с блочно-центрированной геометрией.

Для получения желаемой точности решения использовано сгущение сетки по горизонтальным осям X и Y на границах областей с контрастными фильтрационными свойствами: «скважина-пласт», «скважина-трещина» и «трещина-пласт». Разбиение на ячейки по осям X и Y таким образом обеспечивает высокую дискретизацию вблизи ствола скважины и вокруг трещины. На рис.2.21 показано равномерное разбиение ячеек вдоль вертикальной оси Z.

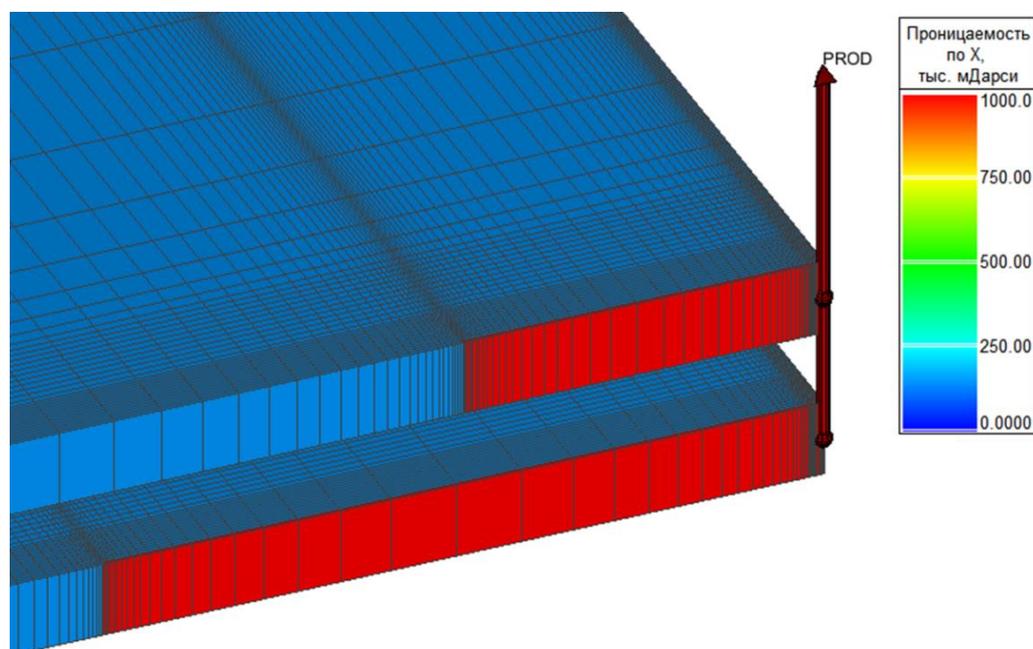


Рисунок 2.21 - Базовая модель системы «скважина-пласт». Распределение проницаемости в пластовой системе, состоящей из двух слоев. Полудлина трещины верхнего пласта 25 м, нижнего пласта – 50 м. Трещины ГРП заданы слоем высокой проницаемости 1Д, проницаемость пластов 1 мД

Первым шагом необходимо было подтвердить информативность представленных выше методик в условиях наличия трещин ГРП. Для этого был проведен ряд расчетов, результаты приведены в табл. 2.2.

Для определения скин-фактора трещины бесконечной проводимости, в отличие от скин-фактора кольматации (2.5), применялась формула (2.31). Для трещин ограниченной проводимости формула (2.32) [121,129] учитывала реальные параметры ширины, длины, проницаемости трещины:

$$S = \ln\left(2 \frac{r_c}{L_{mp}}\right) \quad (2.31)$$

$$S_{\text{кр}} = \ln\left(\frac{(2 + 3.21 F_{cD}^{-1.07}) r_c}{L_{mp}}\right) \quad (2.32)$$

В численной модели задавались различные: проницаемости пластов, проницаемости трещин ГРП, пластовые давления. Затем по циклу КВД определялись интегральные параметры многопластовой системы (k_{cp} S_{cp}) и, используя выражения (2.18, 2.19), рассчитывались индивидуальные скин-факторы каждого пласта (решение обратной задачи). Длина трещины во всех случаях составляла 50 м. Различные скин-факторы задавались различной проницаемостью трещины (изменением ее проводимости).

Таблица 2.2

Сопоставление исходных параметров и результатов аналитических расчетов

k_1	k_2	F_{cd1}	F_{cd2}	P_1	P_2	S_1	S_2	K_{cp}	S_{cp}	S_1	S_2	(%)
1	1	12	-	250	250	-5.4	-	1	-5.5	-	-	1.5
10	10	1.2	-	250	250	-4.7	-	10	-4.8	-	-	2.5
10	1	1.2	-	250	250	-4.7	-	5.6	-4.5	-	-	4.0
10	1	12	-	250	250	-5.4	-	5.7	-5	-	-	8.3
1	10	12	-	250	250	-5.4	-	5.7	-5	-	-	8.3
10	1	1.2	-	200	250	-4.7	-	5.6	-4.4	-	-	6.4
10	1	12	12	250	250	-5.4	-5.4	5.6	-5.3	-5.4	-5.4	0.3
1	1	12	1.2	250	250	-5.4	-4.7	1	-5.2	-5.6	-4.8	2.9
7	3	0.2	4	250	250	-3.1	-5.2	4.6	-4.6	-3.2	-5.3	2.9
5	1	2.4	0.12	250	250	-5.0	-2.7	3.2	-4.6	-4.8	-2.5	6.8
2	5	0.1	2.4	250	250	-2.0	-5.0	3.5	-4.5	-2.1	-5.2	3.8
3	1	0.4	120	200	250	-3.9	-5.5	2.1	-4.9	-4.3	-5.9	8.4

В таблице 2.2 первые восемь столбцов – заданные в численной модели параметры (проницаемости, проводимости трещин, пластовые давления, скин-факторы). Следующие два столбца – интегральные параметры многопластовой системы, определенные при интерпретации ГДИС. Следующие два столбца – значения скин-факторов пластов, рассчитанные с использованием методики, представленной в предыдущем разделе. Последний столбец – погрешность (в процентах) между заданными и рассчитанными значениями скин-факторов пластов. По результатам расчетов видно, что ошибка в расчетах тем выше, чем больше разница в значениях проницаемости, скин-факторов и пластовых давлений. Однако, по всем расчетам ошибка не превышает 10%, что свидетельствует о том, что данную методику можно применять для скважин с трещинами ГРП. Единственное условие, чтобы скважина вышла на установившийся режим (т.е. был бы достигнут псевдорadiaльный приток в каждом пласте).

Следующим этапом стал анализ информативных возможностей метода механической расходомерии в многопластовых скважинах. Давление в стволе распределяется мгновенно и напротив каждого пласта зависит только от заполняющего ствол флюида. При этом дебиты пластов меняются во времени в соответствии со скин-фактором каждого слоя, с их фильтрационными характеристиками и энергетическим состоянием.

На рис.2.22 сопоставлены кривые изменения дебита по пластам для нескольких различных случаев:

- трещины ГРП в пластах отсутствуют;
- трещины ГРП в пластах имеют сходные характеристики, пласты не отличаются по проницаемости;
- трещины ГРП в пластах имеют одинаковые длины и различаются проницаемостью проппанта, пласты имеют разную проницаемость;
- трещины в пластах имеют различные длины и характеризуются одной и той же проницаемостью проппанта, пласты не отличаются по проницаемости.

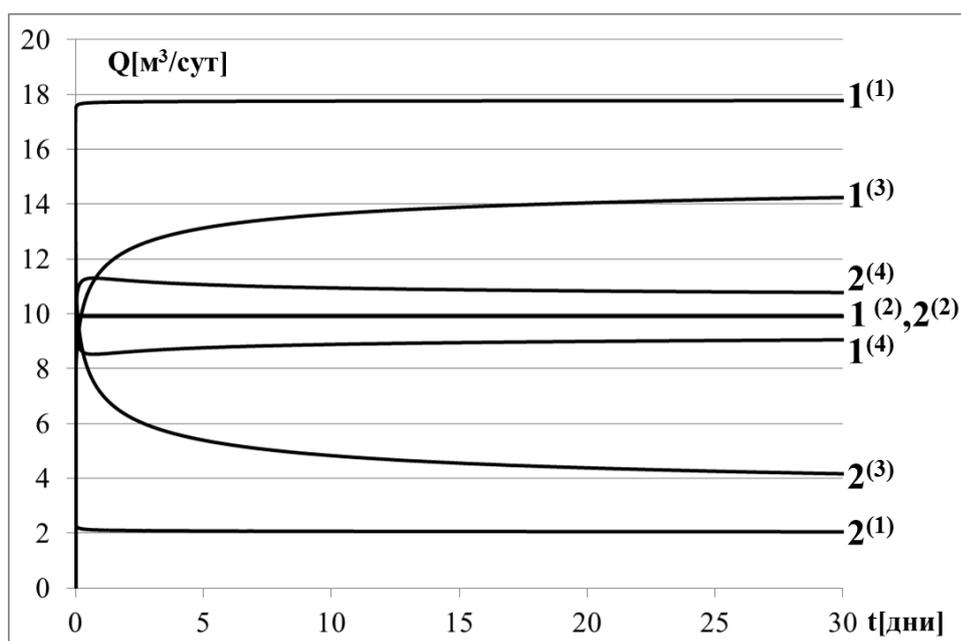


Рисунок 2.22 - Распределение дебита скважины по пластам. 1, 2 – изменения дебита во времени для верхнего и нижнего пласта: (1) - проницаемости пластов 1 и 10 мД, трещины ГРП отсутствуют; (2) - проницаемости пластов 10 мД и длина трещин 50 м одинаковы; (3) - проницаемости пластов 1 и 10 мД, длины трещин в пластах одинаковы 50 м, различные проницаемости проппанта 10 Д и 100 Д; (4) - проницаемости пластов одинаковы 10 мД, длины трещин 50 и 100 м, проницаемость проппанта 500 Д. Ширина трещин 3 мм, толщины пластов равны 1 м, трещина вскрывает пласт полностью.

Результаты расчетов показывают, что после стабилизации расходов после запуска скважины, как и при условии отсутствия гидроразрыва пласта, с высокой точностью описываются уравнением Дюпюи (2.8). Справедливыми остаются и все подходы к интерпретации результатов ГДИС на многопластовых скважинах, рассмотренные выше.

Однако рассматриваемый случай имеет существенную особенность. Динамика изменения дебитов пластов во времени в скважинах без трещин ГРП ($1^{(1)}, 2^{(1)}$) существенно отличается от той, которую наблюдаем в скважинах с трещинами ГРП (кривые $1^{(3)}, 2^{(3)}, 1^{(4)}, 2^{(4)}$).

В этих случаях стабилизация дебита происходит существенно медленнее, то есть темп стабилизации кривых расхода связан с различием в проводимостях трещин или в их длинах.

Характер данной связи наиболее нагляден при анализе изменения во времени разности между дебитами $\Delta Q = Q_1 - Q_2$ и скин-факторами $\Delta S = S_1 - S_2$ пластов. Данный анализ был выполнен в предположении, что верхний пласт (с индексом 1) обладает лучшими фильтрационными свойствами. Тогда разность дебитов в процессе исследования будет либо положительна, либо стремиться к положительному значению. Скин-факторы рассчитывались на основе параметров трещин по формуле (2.32).

На рис.2.23 представлены результаты расчета при существенно отличающихся проницаемостях трещин, но при их одинаковых длинах. На рис.2.24 представлены аналогичные расчеты для различных длин трещин и фиксированной проницаемости проппанта. Для удобства обработки данных и их анализа в дальнейшем будут рассматриваться не сами дебиты пластов, а их разность в логарифмическом масштаб времени.

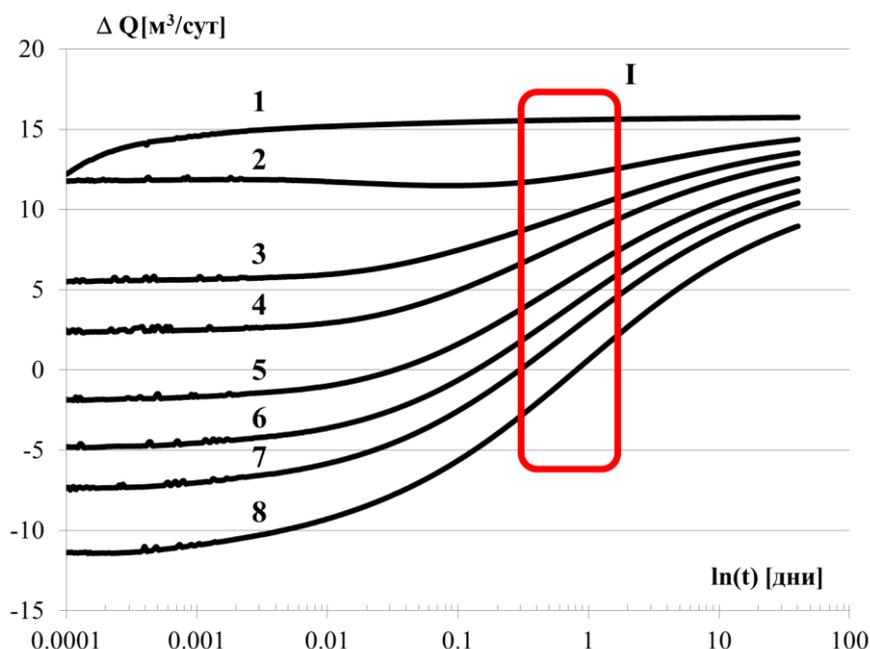


Рисунок 2.23 - Зависимость разности дебитов ΔQ между пластами при пуске скважины от логарифма времени $\ln(t)$ с учетом разности скин-факторов пластов (шифр кривых).

Параметры трещин в пластах одинаковы: длина 50 м, ширина 3 мм, толщина пластов 1 м, трещина полностью вскрывают пласт. Шифр кривых соответствует разности скин-факторов пластов: 1- $\Delta S=0$; 2- $\Delta S=0.1$; 3- $\Delta S=0.74$; 4- $\Delta S=1.2$; 5- $\Delta S=2$; 6- $\Delta S=2.7$; 7- $\Delta S=3.4$; 8- $\Delta S=5.1$. Прямоугольником (I) выделена область, где связь параметров ΔQ и $\ln(t)$ близка к линейной.

Рассмотренные зависимости обладают единым свойством. Существует достаточно протяженный и весьма информативный с точки зрения ГДИС период времени (на рисунках

выделен прямоугольником), где каждая кривая разности дебитов/расходов близка к линейной и может быть охарактеризована соответствующей асимптотой (рис.2.25).

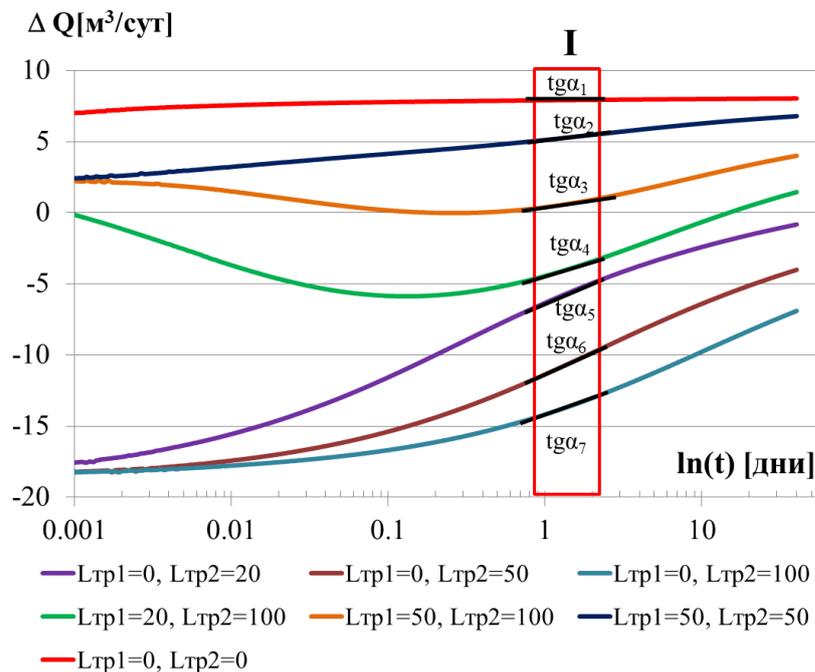


Рисунок 2.24 - Разность дебитов пластов в логарифмическом масштабе времени при различных соотношениях длин трещин пластов. Проницаемости верхнего и нижнего пластов равны 10 мД и 1 мД. Длины трещин варьировались в диапазоне 0 м, 20 м, 50 м, 100 м. Прямоугольником выделен диапазон линейного участка, к которому проведена касательная

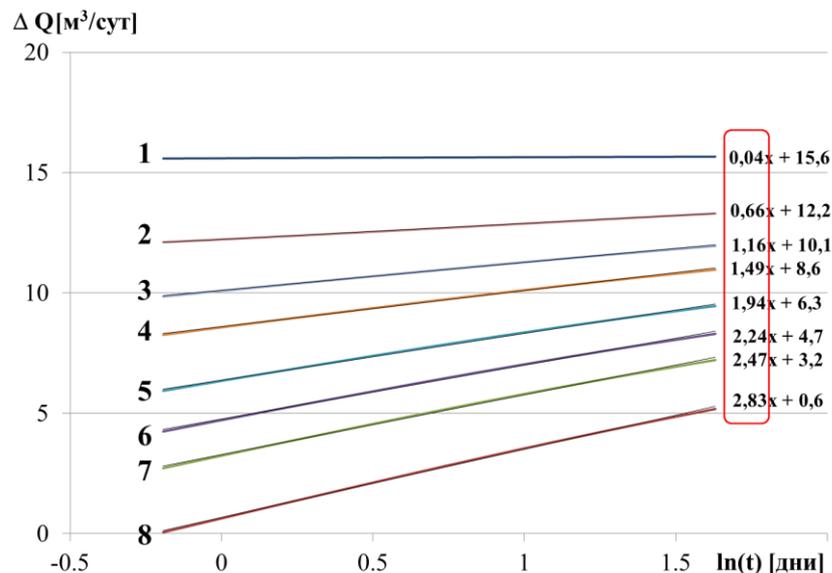


Рисунок 2.25 - Вид связей ΔQ и $\ln(t)$, представленных на рис.2.23 (область I), в логарифмическом масштабе времени. Шифр кривых соответствует разности скин-факторов пластов: 1- $\Delta S=0$; 2- $\Delta S=0.1$; 3- $\Delta S=0.74$; 4- $\Delta S=1.2$; 5- $\Delta S=2$; 6- $\Delta S=2.7$; 7- $\Delta S=3.4$; 8- $\Delta S=5.1$. Прямоугольником выделены соответствующие значения тангенсов угла наклона кривых

Участок на каждой кривой разности дебитов, к которому на рис. 2.24 проведены касательные, выбран в том месте, где он имеет линейный характер, т.е. где касательная имеет величину достоверности аппроксимации равную $R^2=1$.

Объединяя результаты расчетов во всем возможном на практике диапазоне изменения параметров пластовой системы, могут быть получены универсальные связи, которые позволяют по параметрам асимптоты оценивать с приемлемой погрешностью разницу в скин-факторах трещин (рис.2.26).

Важно отметить, что значения фильтрационных свойств коллекторов пластов в меньшей степени влияют на переходный процесс перераспределения дебитов между пластами, протекающий за первые дни работы скважины. В большей степени на поведение дебитов при запуске скважины оказывают параметры трещины ГРП. Это и обусловило высокую тесноту представленной на рис. 2.26 связи.

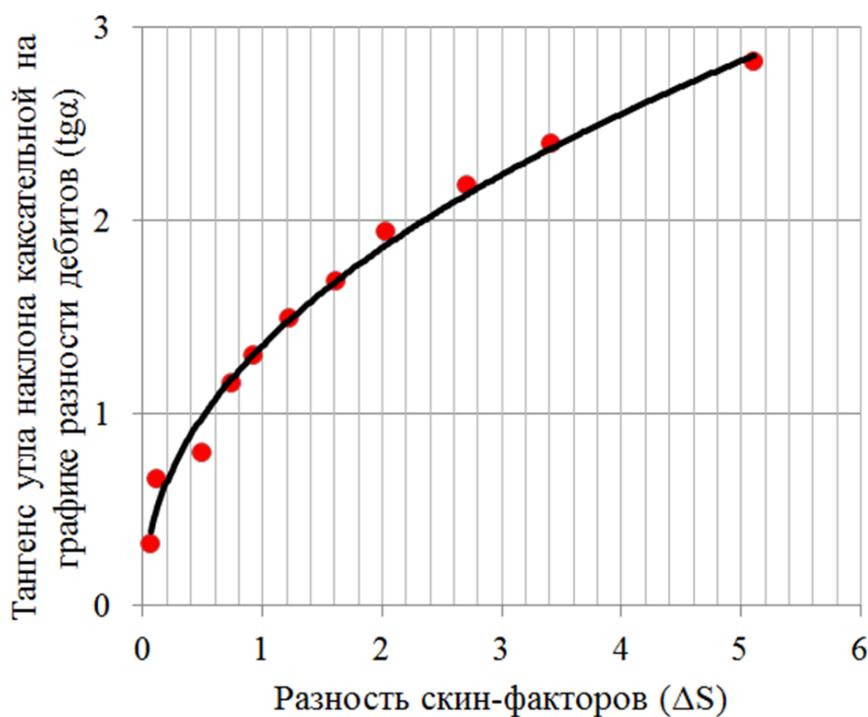


Рисунок 2.26 - Зависимость тангенса угла наклона асимптот от разности скин-факторов трещин. Точки – результаты расчетов на основе разницы в проницаемости трещин одинаковой длины, звездочки – разность в длинах трещин одинаковой проницаемости

Дополнительным подтверждением правильности выбора участка, к которому должна проводиться касательная, является тот факт, что именно в этом диапазоне (от 0.5 до 5 дней) тангенсы угла наклона имеют функциональную зависимость (см. рис. 2.26). Проведение касательной к участкам времени более 5 суток приводит к разбросу точек на графике.

До сих пор при анализе не принимались во внимание различия в эффективных работающих толщинах пластов. Рассматривались случаи, когда пласты имели одинаковую толщину (1 или 10 м). В реальной же практике интерпретации ГДИС учет этого фактора очень важен. Обычно на практике есть возможность получить эти данные (по результатам геофизических исследований в открытом стволе или по промыслово-геофизическим исследованиям в обсаженном стволе). В этой связи нет смысла рассчитывать палетки, соответствующие всем возможным соотношениям толщин пластов. Характерные зависимости тангенса угла наклона асимптоты от отношения эффективных работающих толщин пластов представлены на рис.2.27.

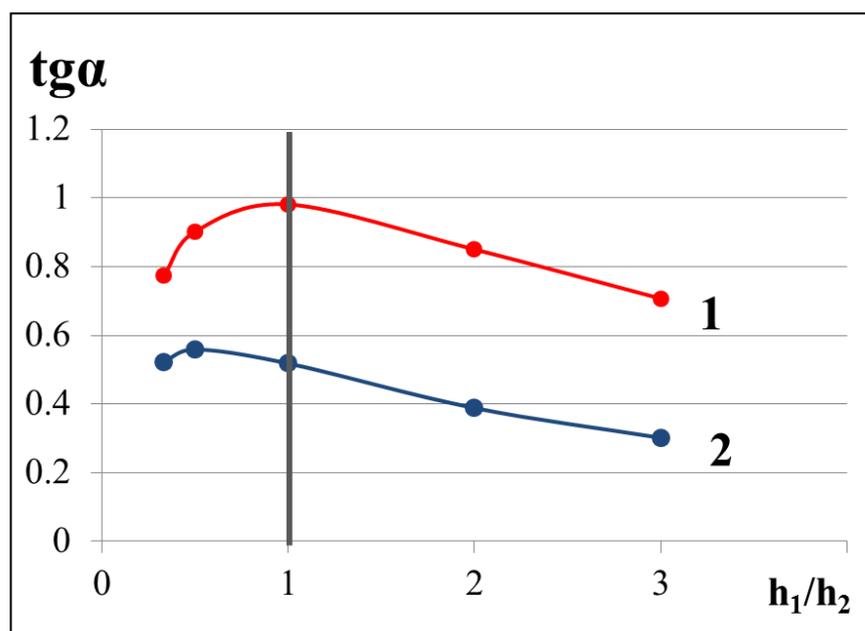


Рисунок 2.27 - Зависимость тангенса угла наклона асимптот от отношения работающих толщин пластов. Шифр кривых различа в отношении скин-факторов: 1- $\Delta S=0.7$, 2- $\Delta S=0.06$

Таким образом, анализируя поведение разности между дебитами пластов на всем протяжении исследования, можно не только оценить, как соотносятся проводимости пластов, но и на основе предложенной методики численно определить значения проницаемости и скин-фактора каждого пласта в отдельности.

Все рассмотренные выше примеры были рассчитаны при условии равенства пластовых давлений. Различные значения пластовых давлений оказывают влияние на поведение дебита каждого пласта, особенно при запуске скважины. Однако, как показали расчеты на численной модели, при близких проводимостях трещин значение перетока очень быстро стабилизируется во времени и в последующем практически не меняется. Данный факт дает возможность рекомендовать следующую технологию ГДИС: сначала скважина останавливается до стабилизации поля перетока и измеряется распределение давления по глубине. Согласно

принципу суперпозиции это распределение можно рассматривать в качестве фонового для последующего цикла запуска скважины, для которого правомерно использовать все рассмотренные ранее приемы интерпретации ГДИС, с тем уточнением, что при расчетах вместо фактических: Q_1 и Q_2 (кривая (3) на рис.2.15) необходимо использовать дебиты пластов за вычетом дебита перетока (кривая (4) на рис.2.15).

Достоверность подобной оценки будет в первую очередь зависеть от продолжительности остановки скважины, что можно проиллюстрировать конкретным примером. Кривая 4 на рис.2.28 характеризует изменение во времени разности дебитов пластов при одинаковых пластовых давлениях. Фильтрационным свойствам пласта и параметрам трещин, при которых выполнен данный расчет (их значения указаны в подрисуночной подписи) соответствует значение тангенса угла наклона асимптоты равное 1.69.

Другие кривые, представленные на данном рисунке, получены при аналогичных условиях, но при существенном различии в пластовых давлениях. Эти кривые существенно отличаются от друга, однако характеризуются единой асимптотой вне зависимости от того, есть ли и какова разница в пластовых давлениях. Параметры асимптоты определяются тем точнее, чем больше время простоя скважины перед исследованиями (табл. 2.3).

Таблица 2.3

Влияние различий пластовых давлений на точность оценки тангенса угла наклона асимптоты

Шифр кривой на рис.2.28	$P_{пл1}$	$P_{пл2}$	Время простоя скважины (сут)	Тангенс угла наклона асимптоты / его отличие от предельного*
1	200	250	1	-0.54/2.23
2	200	250	10	1.38/0.31
3	200	250	40	1.62/0.07
5	250	200	40	1.75/-0.06
6	250	200	10	2.00/-0.31
7	250	200	1	3.92/-2.23

*Значение тангенса угла наклона, соответствующее одинаковым пластовым давлениям ($P_{пл1}=P_{пл2}$, кривая 4 на рис.2.28), для условий данного расчета составляет 1.69

Таким образом, остановка скважины перед запуском на срок до 10 суток вносит погрешность в результаты интерпретации ГДИС порядка 20-25%

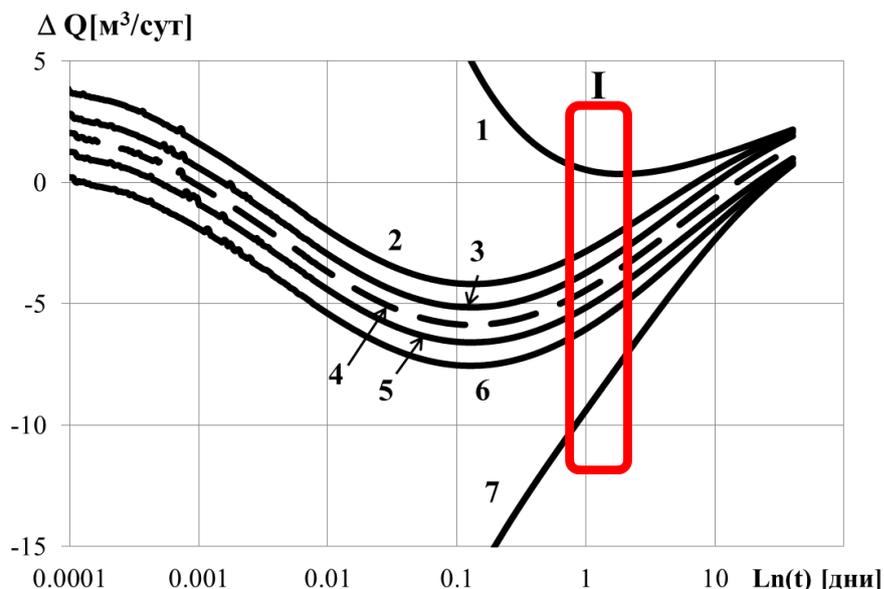


Рисунок 2.28 - Зависимость разности дебитов ΔQ между пластами при пуске скважины от логарифма времени $\ln(t)$ с учетом времени предварительной остановки: 1, 7 – без остановки; 2, 6 – 10 суток; 3, 5 – 40 суток; 4 – пластовые давления одинаковы. Кривые: 1, 2, 3 - $P_{пл1}=200$ атм, $P_{пл2}=250$ атм; кривые 5, 6, 7 - $P_{пл1}=250$ атм, $P_{пл2}=200$ атм. Параметры трещин в пластах: длины трещин 20 м и 100 м, ширина 3 мм, проницаемость проппанта 500 Д, толщины пластов 1 м, трещина полностью вскрывает пласт. Проницаемости пластов 5 мД и 2 мД соответственно. Прямоугольником (I) выделена область, где связь параметров ΔQ и $\ln(t)$ близка к линейной

2.4 Обоснование методики отдельного определения фильтрационных и энергетических параметров пластов для совместно разрабатываемых нефтяных залежей

Согласно полученным выше результатам, оптимальная методика совместной интерпретации результатов промыслового мониторинга и замеров ГДИС следующая (блок-схема на рис. 2.29):

1. По результатам ГДИС определяются интегральные параметры пластовой системы. Дальнейшая интерпретация определяется качеством информации о дебитах каждого пласта.

2. Если выполнен замер дебита на технологическом режиме скважины, то производится приближенный расчет характеристик каждого пласта с привлечением априорной информации о соотношении их проницаемостей или скин-факторов.

3. Если выполнено более детальное исследование, в ходе которого получены непрерывные кривые изменения дебита каждого пласта во времени при запуске скважины, то можно оценить соотношение скин-факторов более достоверно, без привлечения априорной информации. С этой целью следует использовать связь, представленную на рис. 2.26 для конкретной пластовой системы.

4. Для учета влияния межпластового перетока, возникающего в стволе после остановки скважины, необходимо либо проведение специальных ГДИС с целью оценки интервальных пластовых давлений (например, методом ИД), либо прямые измерения дебита перетока (по ПГИ) в остановленной скважине.



Рисунок 2.29 - Блок-схема алгоритма совместной интерпретации результатов промысловых и гидродинамических исследований для многопластовых нефтяных объектов

2.5 Основные выводы к главе

1. Предложен и обоснован способ оценки индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов на основе комплексирования результатов ГДИС и ПГИ с привлечением дополнительной априорной информации, защищенный патентами РФ №2476670 «Способ определения фильтрационных свойств совместно работающих пластов» и № 2476669 «Способ определения фильтрационных параметров пласта», опубликованными 27.02.2013 г. [51,52].

2. Для многопластовых скважин с трещинами ГРП установлена взаимосвязь скин-факторов каждого из совместно вскрытых объектов с динамикой изменения индивидуальных дебитов пластов во времени при запуске скважины.

3. На основе вышеуказанной взаимосвязи разработан метод определения индивидуальных скин-факторов, фильтрационных и энергетических параметров пластов, не требующий дополнительных априорных данных.

ГЛАВА 3. ОПРОБОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ СОВМЕСТНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

Представленные выше методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов были подтверждены результатами численного моделирования многопластовой системы. Несмотря на высокую сходимость полученных результатов, для того, чтобы можно было пользоваться предлагаемыми алгоритмами, методики должны быть опробованы на реальных объектах.

Автором были проанализированы, подготовлены программы исследований и выполнена комплексная интерпретация более, чем на 40 скважинах на пяти различных месторождениях, вскрывающих несколько объектов,.

В работе представлены как терригенные, так и карбонатные объекты разработки, а также различные виды закачивания скважин. Главной особенностью является совместная интерпретация результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований многопластовых скважин. В данной главе рассмотрены наиболее характерные примеры реализации методики на многопластовых скважинах с комплексной интерпретацией результатов ГДИС и ПГИ.

3.1 Многопластовая разведочная скважина, поинтервальные опробования

Наиболее достоверная оценка фильтрационных и энергетических свойств совместно разрабатываемых объектов возможна при их селективном опробовании, то есть когда каждый пласт испытывается изолированно друг от друга. Это возможно осуществить только на разведочных скважинах, так как подобные исследования имеют высокую стоимость, а определение параметров пластов на этапе разведочного бурения является основополагающей задачей - от результатов данных исследований будет зависеть схема и способ разработки месторождения.

Таким образом, поинтервальные испытания разведочных скважин являются наиболее информативными и могут быть использованы проверки правильности предложенной автором методики. Подобные скважины относительно редкие на месторождениях и их можно считать опорными для методики.

Такая скважина была выбрана в качестве первого примера: скважина исследовалась сразу после выхода из бурения и освоения, одним стволом в ней вскрыты несколько продуктивных карбонатных коллекторов в интервале глубин 4500-4800м. Проницаемость пластов изменяется в пределах 5-15мД, толщины достигают 10-20м. По результатам ГИС открытого ствола были выделены два основных объекта: верхний (№1), наиболее проницаемый,

нижний (№2) обладает более низкими фильтрационными свойствами. Поэтому каждый объект испытывался отдельно, что позволило достоверно определить индивидуальные фильтрационные параметры пластов. Объекты испытывались начиная с нижнего интервала, с его последующей изоляцией и переходом на вышележащий объект. В дальнейшем оба объекта испытывались еще и совместно. Также на скважине были проведены промыслово-геофизические исследования, основной задачей которых являлась оценка дебита и состава притока для каждого из пластов.

Кроме того, в данном исследовании скважины была использована технология регистрации кривой стабилизации и восстановления забойного давления с помощью глубинного манометра. Количественная интерпретация материалов записей датчиков давления, совместно с данными об изменении дебита скважины выполнялись на программном комплексе «Saphir» компании Kappa Engineering [132]. На рис.3.1 представлены результаты ГДИС нижнего и верхнего объектов.

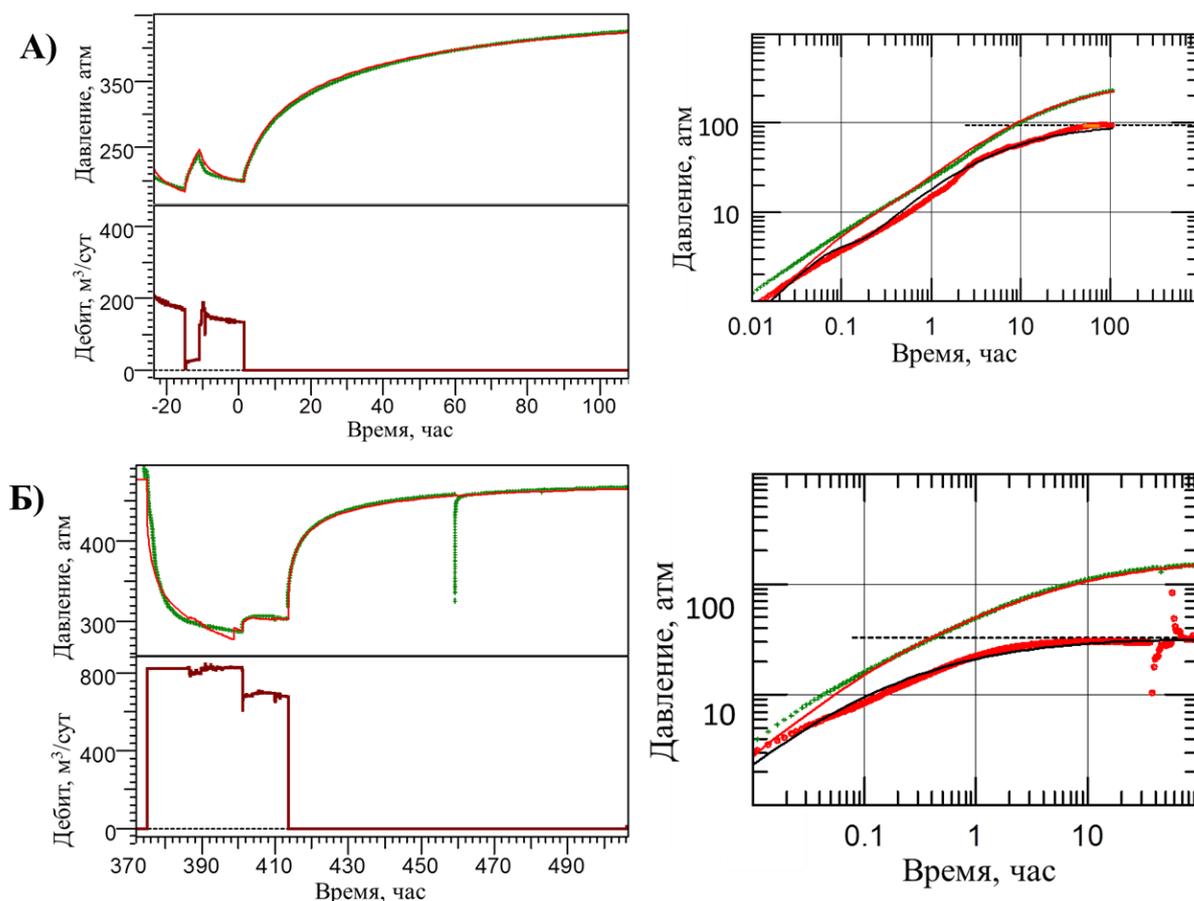


Рисунок 3.1 - Обзорный график исследования и график Log-Log анализа для цикла испытания нижнего пласта (А) и верхнего пласта (Б).

Результаты интерпретации ГДИС подтвердили ожидания: верхний объект имеет проницаемость 3.9 мД (проводимость 140 мД*м), скин-фактор -3.8, при этом средний дебит

составил $830 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 200 атм, а нижний объект - соответственно 0.8 мД (проводимость $8.5 \text{ мД}\cdot\text{м}$), скин-фактор -4.5 , средний дебит $170 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 300 атм.

В авторской методике определения индивидуальных фильтрационных и энергетических свойств совместно вскрытых пластов предусмотрено: определение по ГДИС интегральных параметров многопластовой системы; количественное определение по ПГИ дебита притока и его состава, а также эффективных работающих толщин пластов. Поэтому следующим этапом апробации методики стало совместное испытание двух пластов и проведение комплекса ПГИ. Общий обзор данного исследования и диагностический график в двойных логарифмических координатах приведены на рис. 3.2.

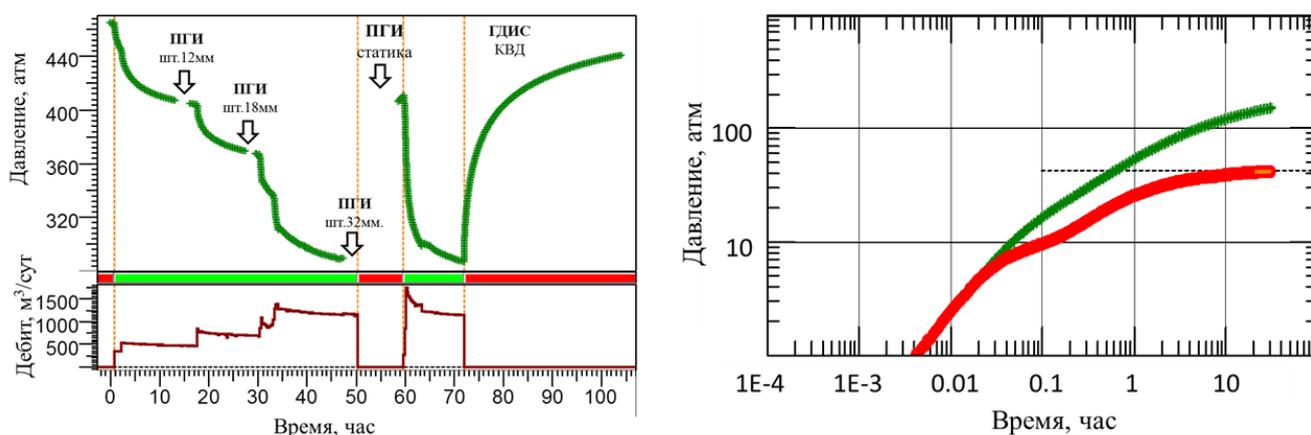


Рисунок 3.2 - Обзорный график исследования и график Log-Log анализа для совместного испытания одновременно всех перфорированных интервалов

Интерпретация данного исследования позволила определить интегральные параметры многопластовой системы: средняя проницаемость двух объектов составила 3.5 мД (проводимость $160.1 \text{ мД}\cdot\text{м}$), скин-фактор -4.5 , дебит составил $1170 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии 200 атм. Высокое пластовое давление (около 500 атм) обеспечивало депрессию порядка 200 атм, без снижения давления на забое ниже давления насыщения. Вследствие высокого дебита информативность стандартных методов оценки «притока-состава» (в том числе механической расходомерии) - очень высока. Планшет с результатами интерпретации ПГИ приведен на рис. 3.3.

По результатам ПГИ были выделены 4 основные интервала притока, 3 из которых относятся к верхнему объекту (№1). Но в силу того, что селективно испытывались только 2 объекта, в расчетах учитывался суммарный дебит всех трех работающих интервалов.

Расходомерия и термометрия в рассматриваемом примере взаимно дополняют друг друга. Начиная с глубины 4600 м дебит в стволе настолько велик, что градиент температуры между работающими пластами близок к нулю. В этой области термометрия (окно V) не информативна для оценки дебита. Зато эффективен расходомер (окно VII).

В пределах нижнего пласта (объект №2) скорость потока в стволе настолько мала, что приток не может быть зафиксирован расходомером, но диагностируется по результатам термометрии.

Результаты количественной оценки дебита по комплексу методов представлены в окне VIII (рис.3.3).

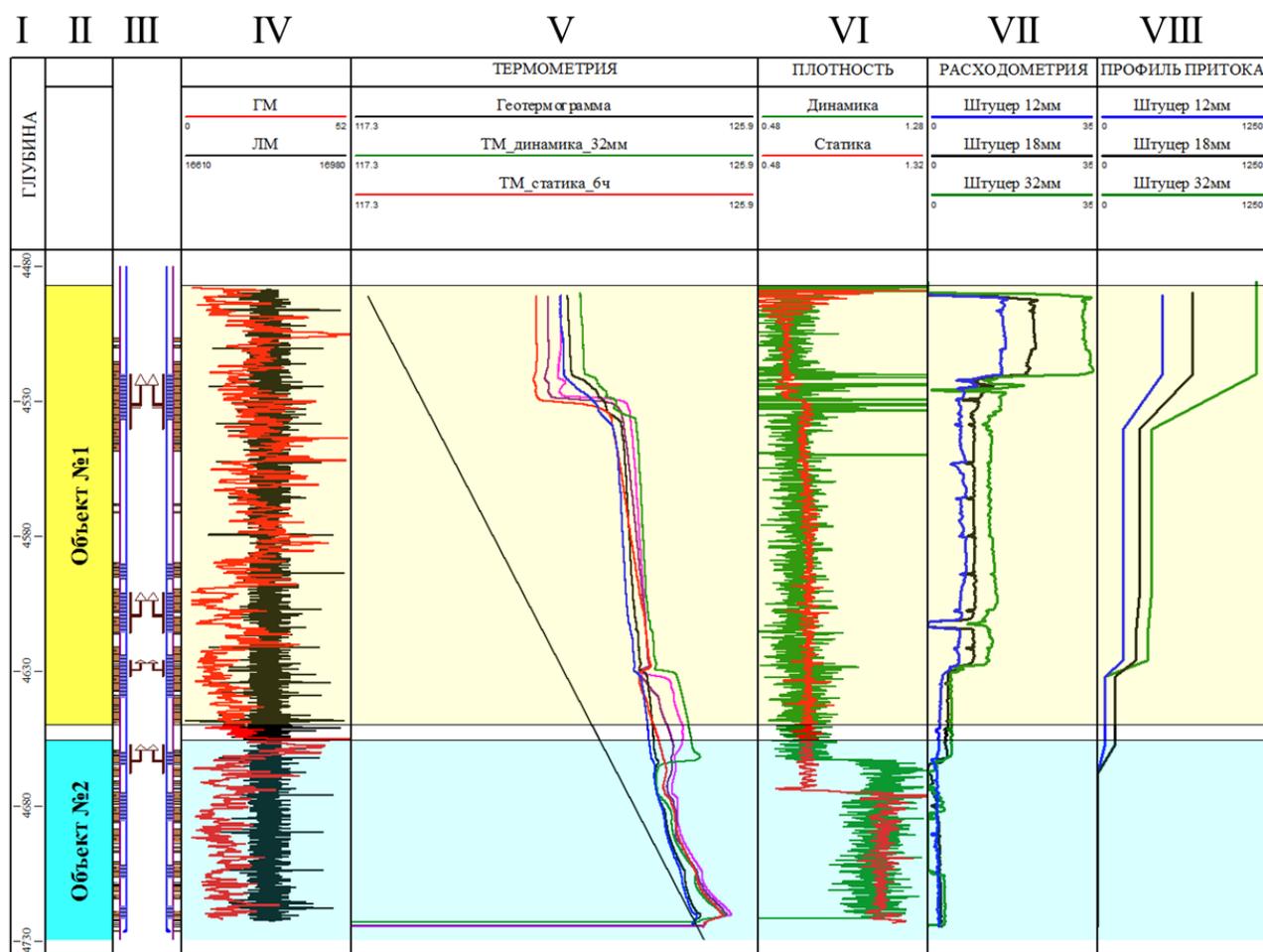


Рисунок 3.3 - Планишет с результатами интерпретации ПГИ. Окна планишета: I- колонка глубин (м); II- выделяемые объекты разработки; III- конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу; IV - диаграмма гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ); V – термограммы (°C) на фоне дополнительно проведенной условной геотермограммы; VI – плотность (г/см³)заполнителя ствола в действующей и остановленной скважине; VII – скорость вращения механического расходомера в действующей скважине; VIII - распределение дебитов (м³/сут) по объектам по данным расходометрии.

Анализ керна, FMI (имиджи микробоккового каротажа) и гидродинамических исследований показал, что коллектор поровый. Вклад трещин в общую проницаемость минимален, это позволило воспользоваться зависимостью «пористость-проницаемость» в качестве априорной информации для определения индивидуальных параметров совместно

эксплуатируемых нефтяных пластов. Отношение проницаемостей по ГИС составило $\alpha=4.5$. Отрицательный скин-фактор каждого объекта связан с обработкой призабойной зоны солянокислотным раствором.

Воспользовавшись представленным в предыдущей главе алгоритмом (с привлечением информации о профиле притока и отношении проницаемости по ГИС), ниже рассчитаны индивидуальные фильтрационные характеристики пластов (табл. 3.1).

Следует отметить, что рассматриваемая скважина является новой на месторождении, поэтому пластовые давления объектов были приняты равными первоначальному (т.е. отличались только на гидростатический градиент давления).

Таблица 3.1

Сопоставление фактических и расчетных параметров пластов

	Проводимость по интервальным ГДИС [мД*м]	Проводимость по авторской методике [мД*м]
Объект №1	140	151.4
Объект №2	8.5	8.7

Высокая сходимость результатов, подтвержденная поинтервальными испытаниями каждого пласта, позволила рекомендовать предложенную автором методику к использованию и на других объектах.

Данная скважина является эталонной не только по определению индивидуальных параметров пластов, но и по оценке информативности методов ПГИ. Так, профиль притока в скважине оценивался как по расходомеру, так и приближенно с помощью обработки кривых термометрии выше интервалов притока (в зонах стабилизации теплообмена с породами) [6,86,126].

Исследование доказывает возможность применения методики для приближенной оценки дебита пластов по данным термометрии. Это особенно важно, так как большинство многопластовых объектов являются низко проницаемыми, а в условиях низких дебитов механический расходомер становится неинформативен из-за низкой чувствительности к потоку.

3.2 Многопластовая эксплуатационная скважина с ОРД и СИИС

Следующий пример более характерен для месторождений Западной Сибири. Месторождение включает несколько терригенных нефтяных пластов. Проницаемость пластов низкая (менее 10 мД), поэтому каждый пласт вскрыт трещиной ГРП.

Первыми шагами в контроле разработки данного месторождения стало внедрение систем ОРД и ОРЗ на эксплуатационном фонде [7,30]. Для определения интегральных параметров пласта были использованы данные с контрольных манометров (датчики ТМС), входящих в состав ЭЦН, совместно с замерами дебита при запуске скважины в работу методами анализа падения производительности («Decline Analyse»), аналогично стандартным ГДИС [27,82].

В свою очередь для определения поинтервальных дебитов каждого пласта (профиля притока) проводились замеры ПГИ. Так как все скважины эксплуатируются с ЭЦН, проведение геофизических исследований было возможно только во время ремонтных работ, например смена насоса. Вызов притока во время исследований осуществлялся способом компрессирования. Основным недостатком данного способа являлись относительно малые депрессии, создаваемые на продуктивные объекты. За счет низкой проницаемости скважины не выходили на режим технологического отбора и поэтому результаты ПГИ были не вполне информативны.

Решением данной проблемы стало внедрение стационарных глубинных информационно-измерительных систем (СИИС), подробно рассмотренных в первой главе диссертации [67]. При этом скважина была оборудована системами ОРД, пласты были разобщены пакерной системой с несколькими мандрелями, через которые флюид попадал в ствол скважины. В кровле каждого интервала были установлены геофизические приборы, включающие: термометр, манометр, вертушечный расходомер и влагомер. Подобные системы позволяют оценивать дебит и состав притока из каждого пласта, настраиваясь на суммарный дебит по результатам замеров на устье скважины. Оценка относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов является одной из основных задач исследований данного типа. Подход к решению данной задачи предельно прост: дебит нижнего из совместно эксплуатируемых интервалов непосредственно регистрируется нижним датчиком, дебит верхнего определяется, как разность показаний двух датчиков.

Ниже рассмотрен один из наиболее характерных результатов: толщины пластов $h_1=6.4$ м, $h_2=15.6$ м, пласты работают преимущественно нефтью (обводненность продукции 16%), расстояние между пластами 190 м.

Проведению опытно-методических работ предшествовали измерения давления стационарным датчиком на приеме насоса, сопровождаемые стандартным (ежесуточным) контролем дебита добываемой жидкости.

Измерения датчика на приеме насоса были начаты сразу же после ввода скважины в эксплуатацию (рис.3.4). По результатам длительного гидродинамического мониторинга удалось выполнить достоверную оценку интегральных значений гидропроводности ($\varepsilon_{\Sigma}=4.0$ Д*см/сП) и скин-фактора ($S_{\Sigma}=-4,6$) совместно эксплуатируемых пластов.

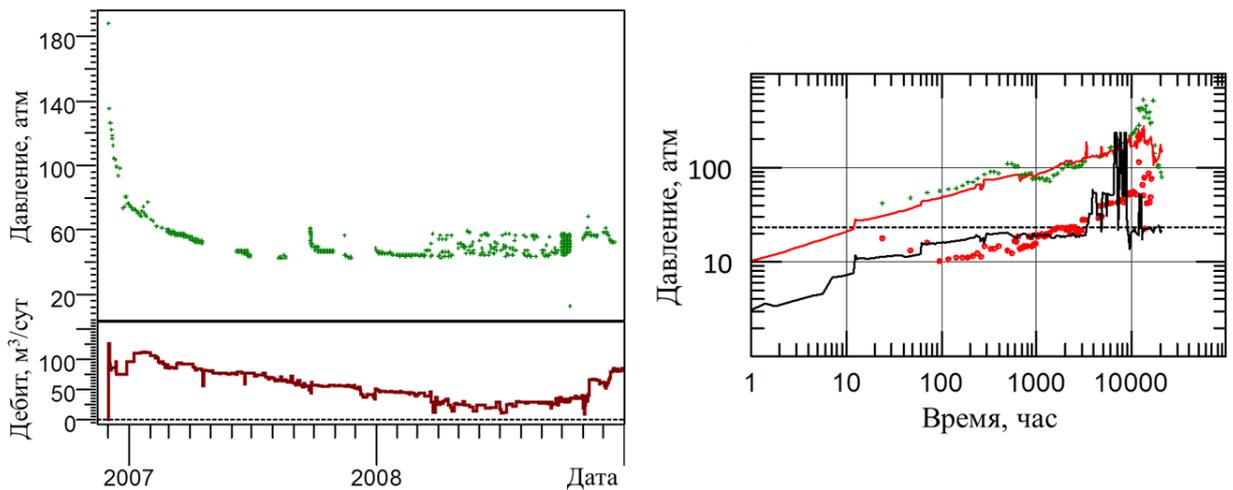


Рисунок 3.4 - Обзорный график динамики производительности скважины во времени и график Log-Log анализа с обработкой результатов измерений в ПО «Saphir» методами анализа падения дебита «Decline Analyse»

С мая по июнь 2009 года проводился непрерывный мониторинг эксплуатационных параметров (расхода, давления, температуры и содержания воды) с помощью глубинных СИИС. В рамках данной работы ключевыми параметрами были: замер дебита и давления в кровле каждого пласта (рис. 3.5).

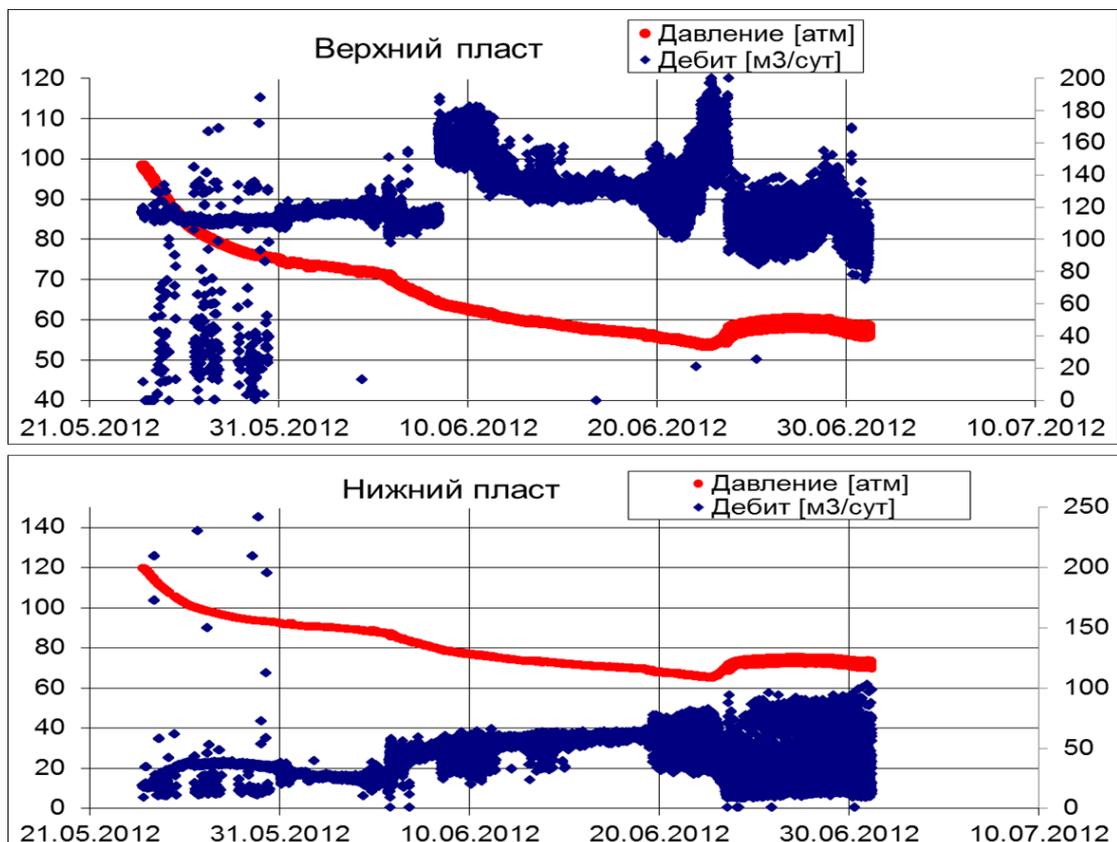


Рисунок 3.5 - Оценка относительной продуктивности верхнего и нижнего пластов по данным механической расходомерии при различных депрессиях

Анализируя данную информацию, можно сделать несколько выводов. Первый заключается в том, что поведение давления в стволе скважины определяется только плотностью его заполнителя. Это позволяет рассчитать плотность флюида, отслеживая ее динамику во времени, имея замер в двух точках. Второй заключается в том, что показания вертушечного расходомера становятся неинформативными при снижении забойного давления ниже давления насыщения. За счет этого оценить разность скин-факторов ΔS на этапе запуска скважины по динамике изменения дебита каждого пласта оказалось невозможным. Возможно лишь оценить отношение дебитов жидкости пластов на стабильном режиме отбора по результатам комплекса ПГИ, которое составило $Q_1/Q_2=2.33$.

В этих условиях решить задачу по оценке индивидуальных фильтрационных и энергетических свойств пластов возможно только с привлечением дополнительной априорной информации. Наличие в каждом пласте трещин ГРП позволяет использовать сразу два подхода: в первом случае априорной информацией будет являться удельный объем закачанного пропанта и результаты дизайна ГРП, во втором случае в качестве априорной информации будет использоваться отношение проницаемостей, полученное по результатам ГИС открытого ствола.

Однако в рассматриваемом примере условие равенства пластовых давлений может и не соблюдаться, так как исследуемая скважина, в отличие от предыдущего примера, несколько лет находится в эксплуатации и имеет гидродинамическую связь с соседними как добывающими, так и нагнетательными скважинами. В этом случае пластовые давления необходимо рассчитать. Исследования в остановленной скважине не проводились, поэтому оценить дебит перетока нельзя. В свою очередь данные измерений давления и расхода (см. рис. 3.5) могут быть обработаны методом индикаторных диаграмм (ИД), т.к. на них выделяется два режима работы, связанные с различной частотой работы ЭЦН. Такой способ обработки предполагает оценку отношения изменения дебита ΔQ к изменению давления ΔP при переходе с одного режима на другой. Но при этом накладываются определенные требования на поведение скважины - в идеале скважина до смены депрессии должна эксплуатироваться при стабильном отборе.

При обработке в качестве информативных значений для первого режима были приняты значения давления и расхода непосредственно перед его изменением (69.4 атм. и 62.4 м³/сут для нижнего пласта и 55.7 атм и 134.6 м³/сут для верхнего). Второй режим характеризуется значениями расхода непосредственно после его изменения (27.3 м³/сут для нижнего пласта и 116.8 м³/сут для верхнего) и значениями давления в конце данного цикла исследований (87.9 атм для верхнего пласта и 71.8 для верхнего). Индикаторные диаграммы для верхнего и нижнего пластов приведены на рис.3.6.

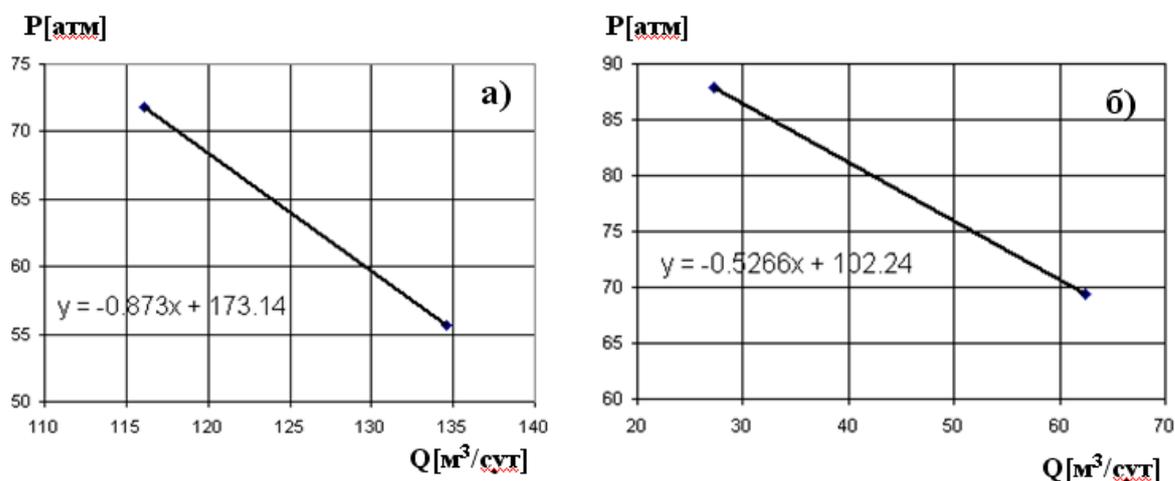


Рисунок 3.6 - Обработка результатов расхода и барометрии методом индикаторных диаграмм (ИД): а) верхний пласт; б) нижний пласт

Анализ индикаторных диаграмм показывает, что продуктивность верхнего пласта выше, чем нижнего, что согласуется с оценками проницаемости по данным ГИС открытого ствола (соотношение проницаемостей пластов составило $\alpha=4.6$). Но гораздо более важный вывод состоит в оценке пластового давления. Верхний пласт имеет более высокое пластовое давление 173 атм, тогда как нижний пласт только 102 атм. Это произошло из-за влияния соседних нагнетательных скважин. За счет лучших фильтрационных свойств пластовое давление поддерживается лучше в верхнем пласте, чем в нижнем. Это необходимо учитывать в расчетах при оценке индивидуальных параметров пластов.

Таким образом, следуя описанному выше алгоритму, в первом случае следует воспользоваться уравнением (2.22). Априорная информация о разности скин-факторов, которая для данной скважины составила $\Delta S=0.3$, была оценена по дизайну ГРП. Это позволило рассчитать проницаемости каждого пласта и соответствующие значения скин-факторов: $k_1=3.9$ мД, $S_1=-4.7$; $k_2=0.7$ мД, $S_2=-4.4$.

Во втором случае, априорная информация о соотношении проницаемостей пластов, была получена по данным ГИС открытого ствола и составила $\alpha=4.6$. По этим данным получена оценка индивидуальных параметров проницаемости и скин-фактора: $k_1= 3.8$ мД, $s_1=-4.6$; $k_2=0.8$ мД, $s_2=-4.3$.

Несмотря на то, что оба способа являются приближенными, они независимо показали хорошую сходимость итоговых результатов. В том числе полученные значения проницаемости каждого пласта, оцененные по предложенной автором методике, подтвердились результатами ГДИС на соседних скважинах, вскрывавших только один из пластов. Это также позволяет рекомендовать применение рассмотренной методики для более широкой практики ее использования на схожих многопластовых объектах с ОРЭ.

3.3 Многопластовая эксплуатационная скважина без ОРД с байпасной компоновкой

Как уже отмечалось выше, информативность методики определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно эксплуатируемых объектов зависит от качества отдельного контроля и учета добываемой продукции каждого пласта.

В предыдущем примере основой подобного контроля являлся долговременный мониторинг промыслово-геофизических параметров (температуры, давления, расхода, параметров состава) на технологической депрессии, который осуществлялся с помощью стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) [13,22]. Использование СИИС предполагает непрерывную on-line регистрацию перечисленных параметров в кровле каждого пласта в работающей скважине в режиме реального времени.

Однако подобные измерения не являются полноценной заменой стандартных технологий промыслово-геофизических исследований по нескольким причинам:

Во-первых, как показали испытания в скважинах и, в частности, предыдущий пример, наработка на отказ вертушечных расходомеров в компоновке СИИС оказалась менее двух месяцев. Во-вторых, большинство скважин работает с забойным давлением ниже давления насыщения, что также делает неинформативной механическую расходомерию в скважине при использовании метода в комплексах СИИС. И в третьих, применение СИИС не позволяет получить профили геофизических параметров по глубине, т.е. оценить эффективные работающие толщины пластов, динамику изменения во времени их вклада в суммарный дебит скважины или объекта.

Альтернативой СИИС для механизированного добывающего фонда в настоящее время стали исследования при оборудовании скважин специальными байпасными системами «Y-tool». Опыт по организации и проведению подобных работ на месторождениях Западной Сибири подтвердил, в частности, дополнительные информативные возможности метода термометрии по приближенной оценке дебитов совместно вскрытых пластов низкой производительности (т.е. когда заведомо не информативна механическая расходометрия). Для решения задачи в этом случае наиболее информативна интерпретация термограмм вне интервалов притока. Дебит определяется на основе анализа особенностей распределения температуры по глубине, связанных с теплообменом движущегося по стволу флюида с вмещающими горными породами [6,86,126].

Как у любого метода, данный подход имеет свои ограничения, связанные с метрологической погрешностью приборов, циклической работой скважины, недостоверными данными о тепловых свойствах флюида и вмещающей среды, многофазным притоком и другими факторами. При этом результативность промыслово-геофизического контроля

кардинально повышается, если подобные исследования проводятся регулярно и сопровождаются непрерывным мониторингом промыслово-технологических параметров на забое (в первую очередь, давления и состава продукции). По оценке автора, данная методика позволяет различать дебиты пластов, отличающиеся в 1.5 – 2 раза.

Динамический анализ полученных результатов, с одной стороны, позволяет повысить результативность исследований, с другой – является дополнительным инструментом оценки качества получаемых материалов.

Основой новых результатов, получаемых при динамическом анализе, являются данные об изменении состояния скважины и пласта во времени, а также прогноз негативных ситуаций, связанных с нерациональной разработкой (неполная и неравномерная выработка, обводнение отдельных пластов, возникновение межпластовых перетоков). Описанные выше подходы к динамическому анализу справедливы для всех промыслово-геофизических и гидродинамических исследований.

Ниже на конкретном примере рассмотрены особенности динамики тепловых полей в эксплуатационной добывающей скважине в процессе разработки месторождения. Одним из наиболее интересных для анализа примеров является скважина, в которой ведется одновременная эксплуатация двух объектов. Данная скважина находится на том же месторождении в Западной Сибири, что и скважина из предыдущего примера. Комплексный анализ работы скважины ведется с момента ввода в эксплуатацию (с 05.2013 года). По данным ГИС продуктивные толщи представлены терригенными коллекторами низкой проницаемости (от десятых долей до первых единиц мД). Для интенсификации притока в скважине на каждый эксплуатационный объект выполнена операция ГРП. Регистрация давления в стволе производилась с использованием датчиков на приеме насоса. С целью проведения ПГИ скважина предварительно была оборудована байпасной системой («Y-tool»).

В процессе контроля работы скважины в 2013-2014 гг. было проведено несколько циклов ПГИ на технологической депрессии, по которым оценивалась динамика работы пластов, в том числе, было диагностировано изменение во времени дебитов и пластовых давлений.

Синхронно с ПГИ выполнялся долговременный мониторинг давления на забое с помощью стационарного датчика на приеме ЭЦН. Это также способствовало высокой информативности полученных результатов.

Первое исследование от 29.09.2013 года представлено на рис.3.7. Для монтажа подземного оборудования скважина была предварительно остановлена. В конце цикла остановки выполнен фоновый замер температуры (T_F). Затем скважину запустили в работу на технологической депрессии. Дебит составил $80\text{ м}^3/\text{сут}$, обводненность продукции 65%. В первые

сутки отбора в скважине была зарегистрирована серия разновременных термограмм $T_{ЭЦН}$ (последняя $T_{ЭЦН-29}$ – через 29 часа после запуска насоса).

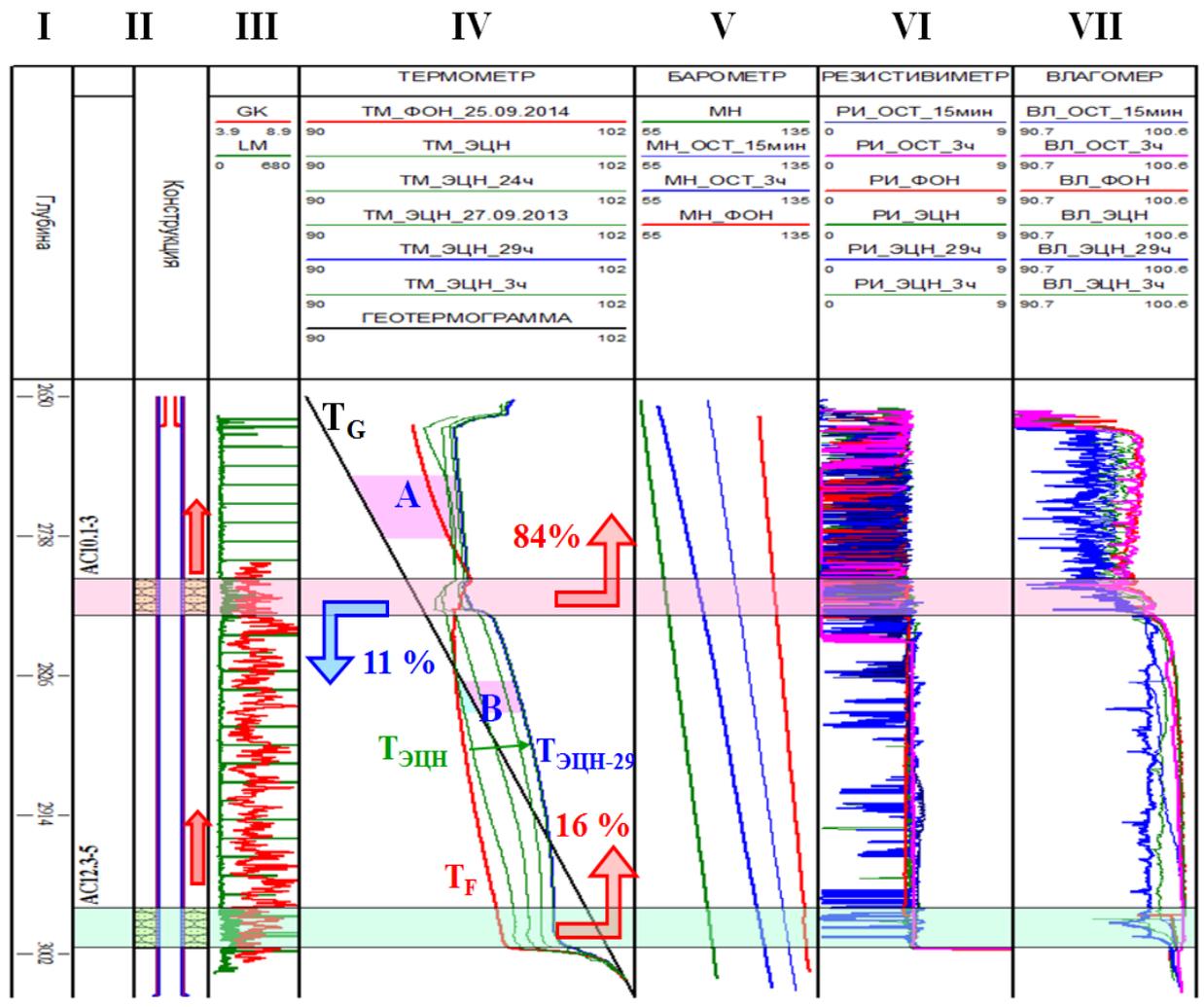


Рисунок 3.7 - Результаты исследований скважины **07. I- колонка глубин, II- конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу, III- диаграммы гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ), IV- результаты термометрии(°С) (T_G – геотермограмма, T_F – фоновая термограмма, $T_{ЭЦН}$ - термограмма в действующей скважине, А, В – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов) , V – результаты барометрии(атм), VI – результаты резистивиметрии, VII – результаты влагометрии

Интересно поведение теплового поля в остановленной скважине (термограмма T_F). Характерного для этого случая приближения температуры в стволе к геотермической не наблюдается. Распределение температуры между пластами ****1-3 и ****3-5 свойственно движению жидкости по стволу вниз. Однако уже после первых часов после запуска влияние технологического режима отбора на тепловое поле начинает преобладать.

Для оценки дебитов пластов в данной скважине использована термограмма ($T_{ЭЦН-29}$) при долговременном технологическом отборе. Условия для измерений на этом режиме оказались

благоприятными. На фоне естественного теплового поля сформировалось характерное экспоненциальное распределение температуры по глубине. Оно отражает суммарный объемный дебит движущихся в стволе компонент.

Видно, что доля верхнего пласта ****1-3 в суммарном дебите превалирует и составляет 84%, а соответственно 16% приходится на нижний пласт. Методы определения состава (влагометрия, резистивиметрия) отражают характер заполнения ствола. По их результатам видно, что ствол скважины ниже подошвы пласта ****1-3 заполнен смесью воды и нефти.

Далее на рис.3.8 приведено следующее по порядку исследование от 30.03.2014г. представленное Исследование проводилось по идентичной технологии. Термограмма, соответствующая стабильному режиму отбора ($T_{ЭЦН-33}$), получена через 33 часа после запуска насоса.

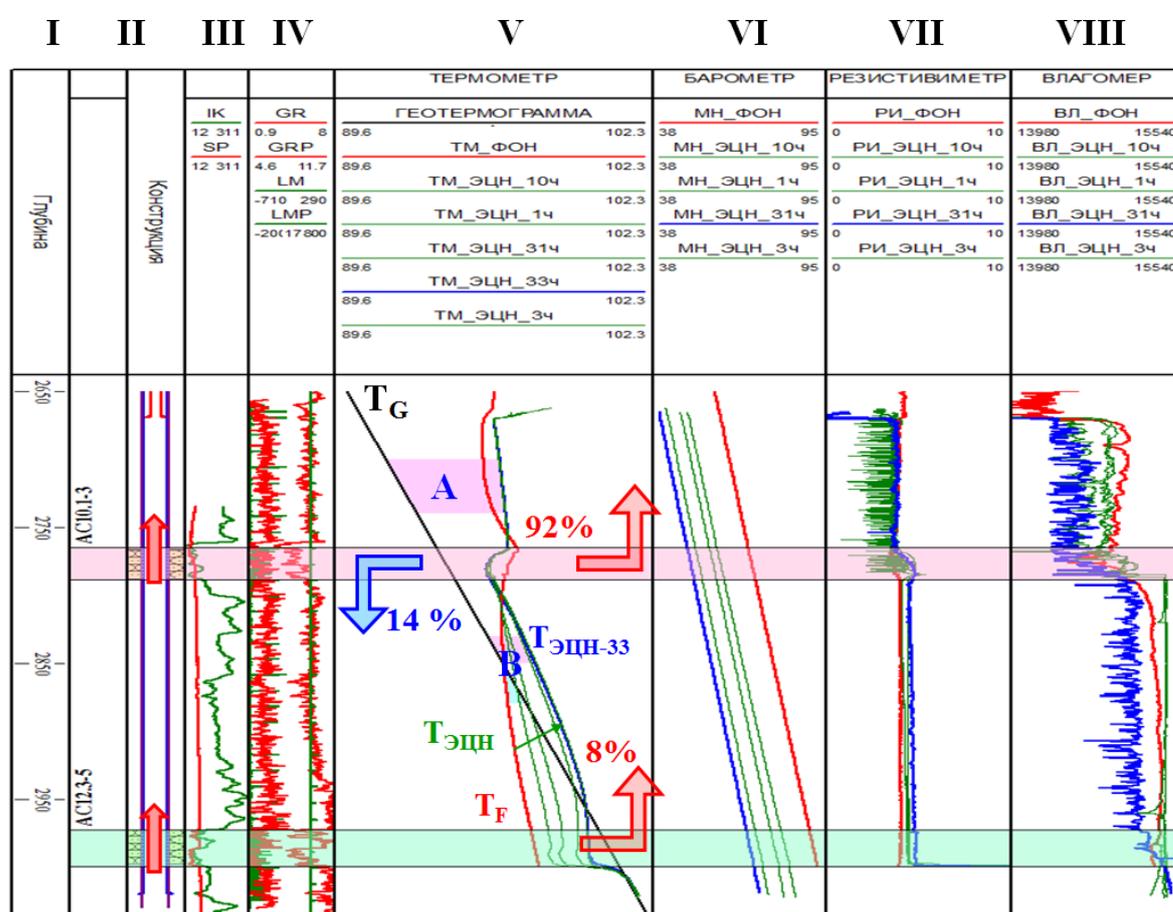


Рисунок 3.8 - Результаты исследований скважины **07. I- колонка глубин, II- конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу, III- результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы индукционного метода (ИМ) и метода самопроизвольной поляризации (СП)), IV- диаграммы гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ), V- результаты термометрии ($^{\circ}\text{C}$) (T_G – геотермограмма, T_F – фоновая термограмма, $T_{ЭЦН}$ - термограмма в действующей скважине, А, В – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов) , VI – результаты барометрии (атм), VII – результаты резистивиметрии, VIII – результаты влагометрии.

Видно, что за полгода, влияние притока из верхнего пласта в нижний увеличилось. Это выражается в уменьшении градиента температурной кривой и ее большем отклонении от условной геотермограммы, чем при предшествующем исследовании.

Как и в предыдущем случае, по характеру изменения температуры по глубине вне интервалов притока можно определить вклад работы каждого пласта. Видно, что доля в притоке нижнего пласта существенно уменьшилась.

Третье исследование провели спустя еще полгода 18.10.2014 г. (рис.3.9). По результатам термометрии можно диагностировать интенсивный приток из верхнего пласта ****1-3.

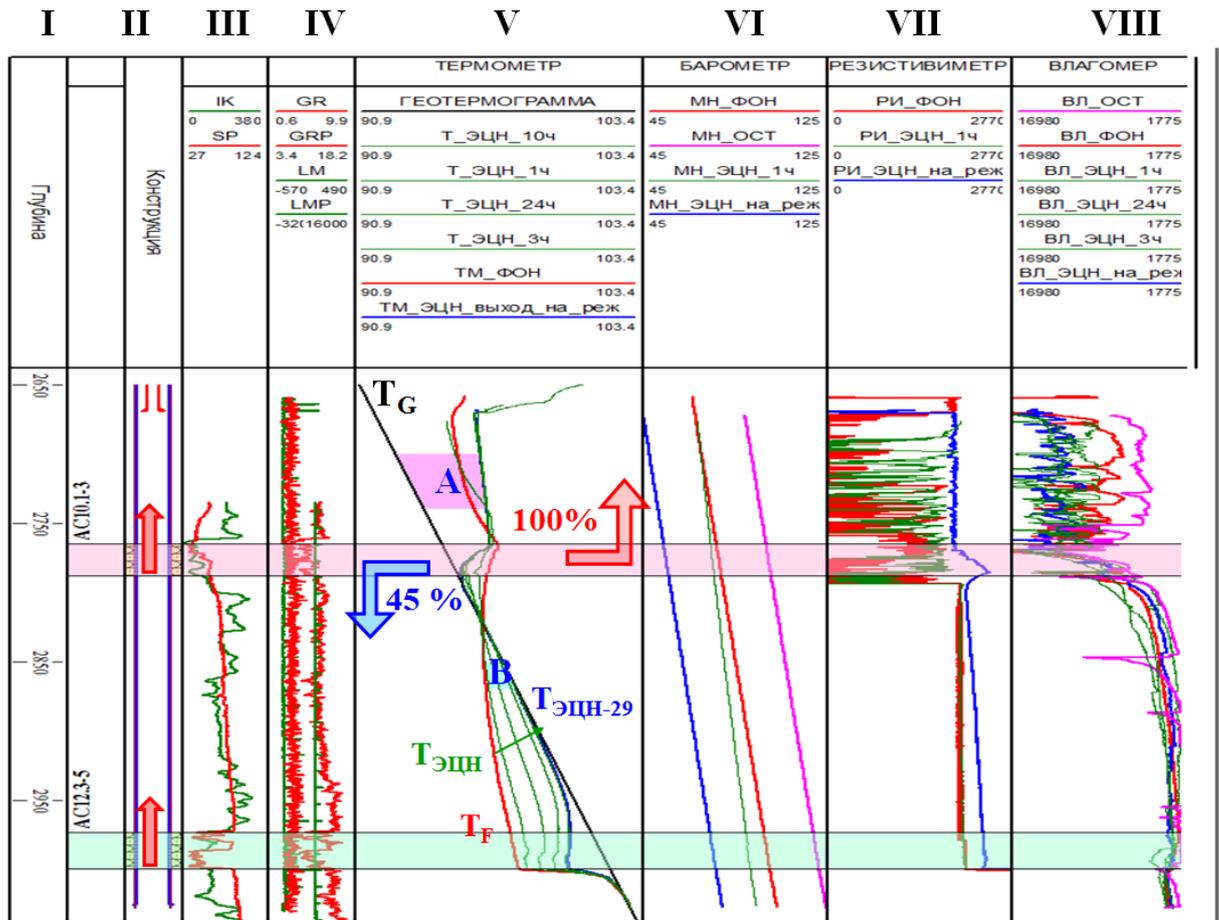


Рисунок 3.9 Результаты исследований скважины **07. I- колонка глубин, II- конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу, III- результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы индукционного метода (ИМ) и метода самопроизвольной поляризации (СП)), IV- диаграммы гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ), V- результаты термометрии ($^{\circ}\text{C}$) (T_G – геотермограмма, T_F – фоновая термограмма, $T_{\text{эцн}}$ - термограмма в действующей скважине, A, B – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов), VI – результаты барометрии (атм), VII – результаты резистивиметрии, VIII – результаты влагометрии

Что касается интервала нижнего пласта, то термометрия здесь на рассматриваемый момент времени потеряла информативность: 29 часов работы скважины не хватает для

формирования распределения температуры, характерного для стабильного отбора. В этом случае дать оценку вклада нижнего пласта в суммарный дебит притока не удастся. Методы определения состава (влагометрия, резистивиметрия) отражают характер заполнения ствола. По их результатам видно, что ствол в скважине ниже подошвы пласта ****1-3 заполнен преимущественно водой.

И наконец, по результатам четвертого исследования от 17.02.2015г. (рис.3.10), По характерному поведению термограммы в статике зафиксировано, что продолжается задавка нижележащего пласта. Соответственно процесс расформирования теплового поля перетока, сформировавшегося в статике, после запуска ЭЦН протекает здесь еще медленнее.

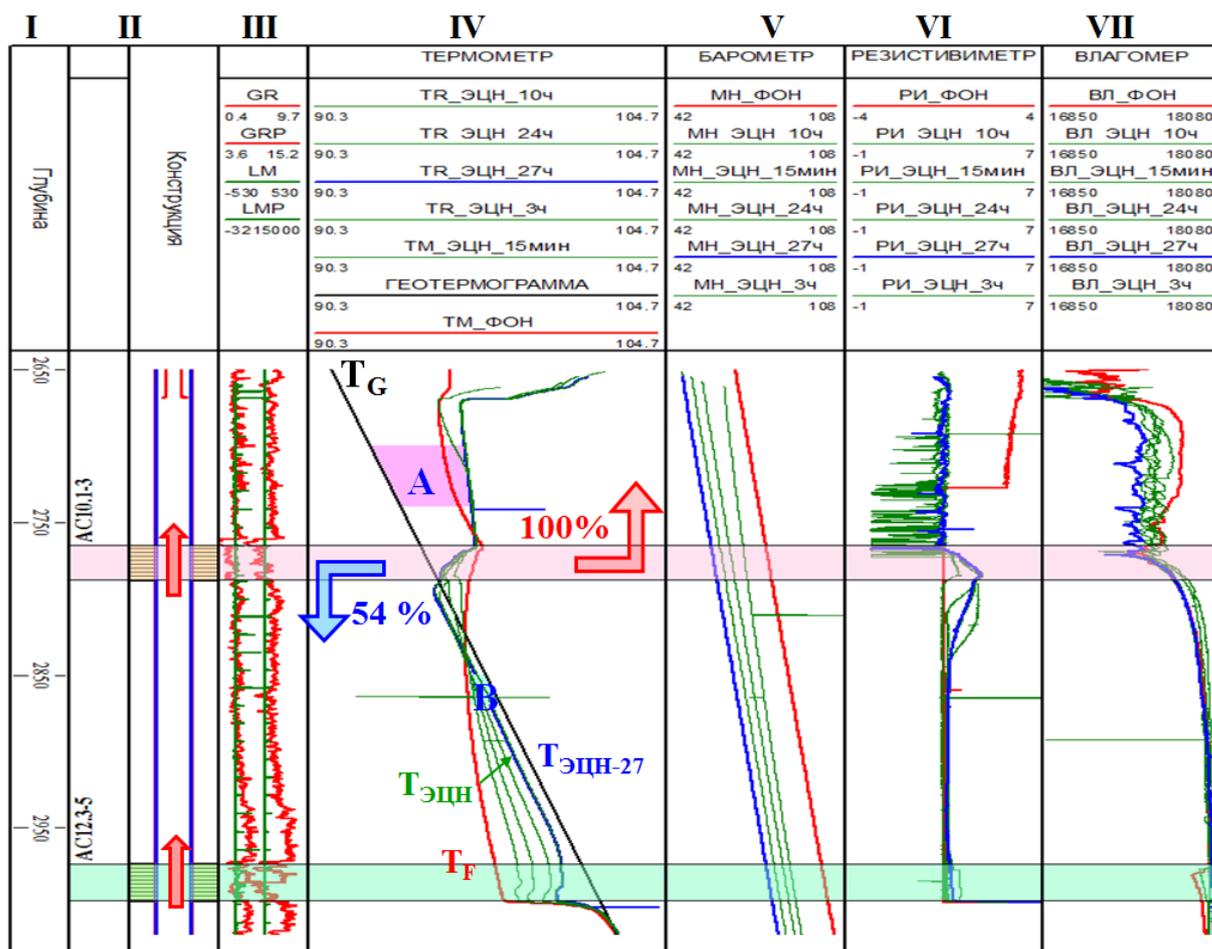


Рисунок 3.10 - Результаты исследований скважины **07. I- колонка глубин, II- конструкция скважины со схемой движения флюида по стволу, III- результаты ГИС в открытом стволе (диаграммы индукционного метода (ИМ) и метода самопроизвольной поляризации (СП)), IV- диаграммы гамма метода (ГМ) и локатора муфт (ЛМ), V-результаты термометрии ($^{\circ}\text{C}$) (T_G – геотермограмма, T_F – фоновая термограмма, $T_{\text{эцн}}$ - термограмма в действующей скважине, A, B – интервалы вне работающих пластов, выбранные для оценки дебитов), V – результаты барометрии (атм), VI – результаты резистивиметрии, VII – результаты влагометрии.

Основным выводом проведенного динамического анализа является количественная оценка изменений дебитов каждого пласта в работающей скважине, а также определение дебита перетока во время остановки скважины (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Результаты оценки индивидуальных дебитов совместно работающих пластов

Дата исследования	09.2013	03.2014	10.2014	02.2015
Дебит скважины по промысловым данным [м ³ /сут]	80	62	57	60
Дебит верхнего пласта ** ₁₋₃ [м ³ /сут]	66.8	57	54	58
Дебит нижнего пласта ** ₃₋₅ [м ³ /сут]	13.2	5	3	2
Дебит межпластового перетока в статике [м ³ /сут]	8.8	8.5	20	24

Наиболее очевидный вывод, который можно сделать из полученных результатов, состоит в росте со временем пластового давления объекта ****1-3. Это не удивительно, при том что в пласт идет интенсивная закачка, его обводненность в настоящее время составляет около 80%, а пластовое давление превышает первоначальное более чем на 20 атм.

Данные об аномальном давлении в верхнем пласте подтверждается результатами многих гидродинамических исследований, выполненных по технологии регистрации кривой стабилизации давления с помощью датчиков ТМС на приеме ЭЦН в этой и соседних скважинах.

Для интерпретации полученных материалов автором использован метод «Decline-Analyze» и алгоритмы программного комплекса «Topaze» компании Kappa Engineering. Мониторинг изменения давления проводился непрерывно с момента запуска скважины и в процессе ее дальнейшей работы.

На рис.3.11 представлен обзорный график исследования. На рис.3.12 – результаты log-log диагностики цикла КСД.

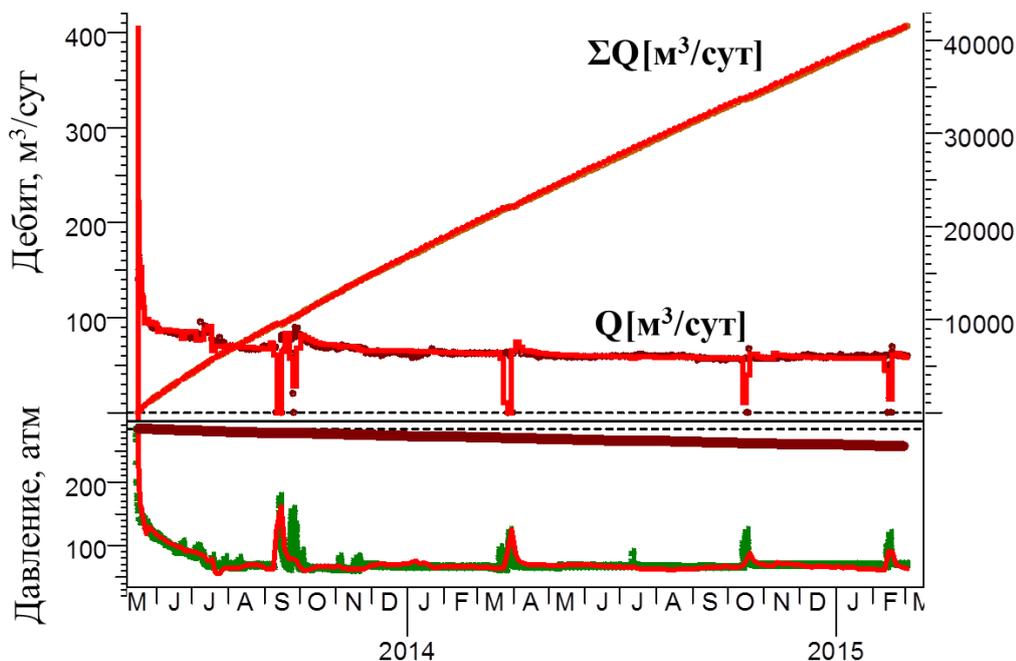


Рисунок 3.11 - Результаты совмещения исходных (точки) и расчетных (линии) кривых давления при запуске и при последующем мониторинге работы скважины. Верхняя часть – кривые дебита жидкости, нижняя часть – кривые давления

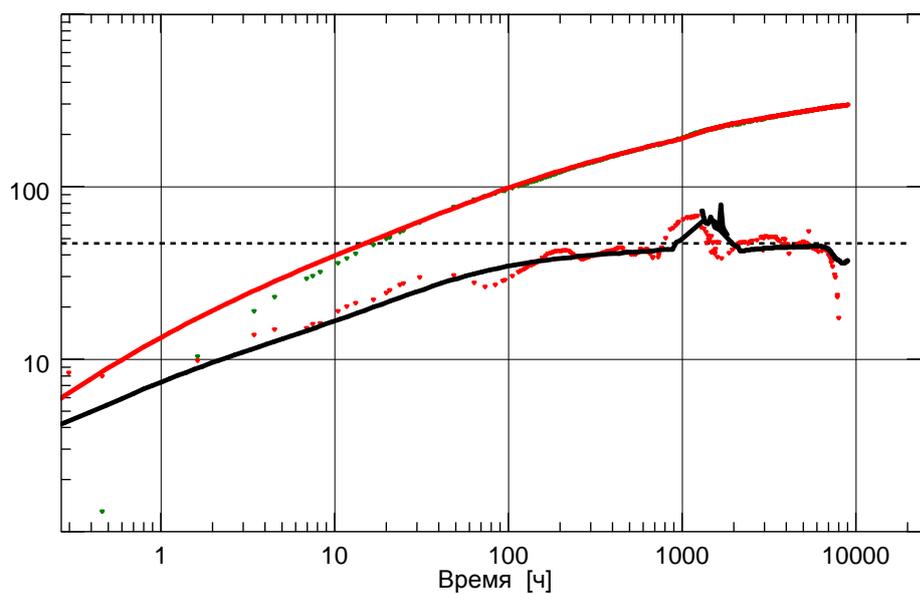


Рисунок 3.12 - График Log-Log анализа цикла КСД

Рассмотренные выше исследования подтверждают, что скважина испытывает на себе воздействие организованной на месторождении системы поддержания пластового давления (ППД): забойное давление и дебит остаются постоянными, что ведет к «загибу» производной на Log-Log графике (рис. 3.12) на поздних временах.

В результате выполненной обработки определены пластовое давление и фильтрационные параметры суммарно на два пласта: средняя гидропроводность составила $\epsilon_{\Sigma}=1.8 \text{ Д*см/сПз}$, интегральная проницаемость $k=0.5 \text{ мД}$, общий скин-фактор $S=-5.5$.

Далее на основе данных ГДИС была выполнена оценка индивидуальных пластовых давлений $P_{пл1}$, $P_{пл2}$ работающих совместно пластов – с применением уравнение (2.25) и (2.26).

Исходными данными для расчетов являются следующие результаты ПГИ:

– Q_1 , Q_2 дебиты пластов на технологическом режиме отбора (результат ПГИ);

– $Q_{пер}$ дебит перетока между пластами в статике;

– $P_{с1}$, $P_{с2}$ давления в стволе скважины в интервале пластов.

– Дополнительным критерием достоверности расчетов является величина интегрального пластового давления $P_{пл\Sigma}$, оцениваемого по результатам Decline Analyze

Результаты применения алгоритма оценки индивидуальных энергетических свойств пластов представлены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты оценки индивидуальных параметров совместно работающих пластов

Дата/ Параметры	09.2013	03.2014	10.2014	02.2015
$P_{пл1}$ (пласт *** ₁₋₃), [атм]	264	268	270	266
$P_{пл2}$ (пласт *** ₃₋₅), [атм]	230	152	112	99
Контрольные данные				
$P_{пл\Sigma}$ (кровля пласта *** ₁₋₃), [атм]	258	250	243	238

Выполненные автором расчеты подтверждают, что за счет неравномерной выработки и влияния нагнетания текущие пластовые давления во вскрываемых совместно объектах существенно отличаются друг от друга. Динамику изменения пластового давления (согласно табл.3.3) иллюстрирует рис. 3.13. По характеру изменения пластового давления видно, что влияние системы ППД на верхний пласт проявляется гораздо раньше, чем на нижний. Вследствие этого различие давления между пластами непрерывно растет.

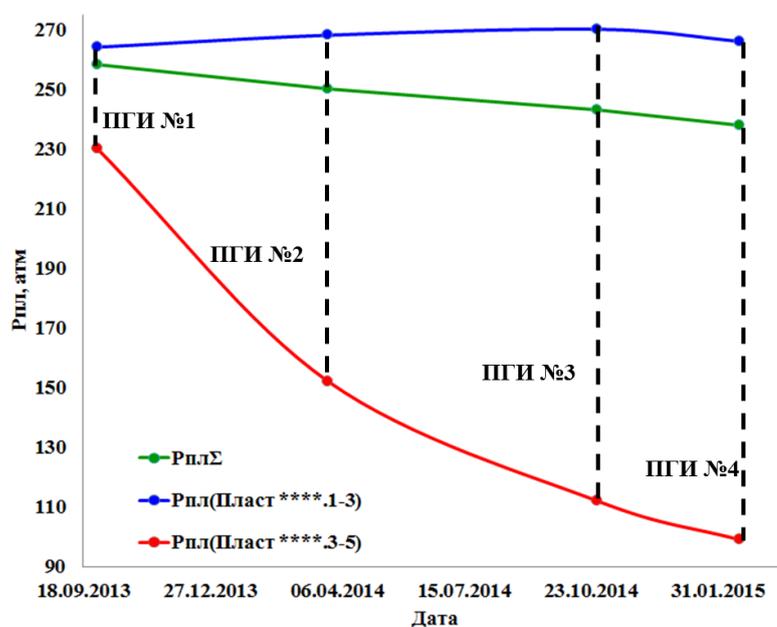


Рисунок 3.13 - Динамика изменения пластового давления объектов ****1-3 и ****12 3-5

Выполненный анализ работы скважины и определения динамики пластовых давлений позволяет перейти к оценке индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов.

Так как непрерывного замера дебита каждого пласта не проводилось, а дебит оценивался по динамике температурного поля вдоль ствола скважины при ПГИ, использовать авторскую методику оценки разности скин-факторов по темпу изменения дебитов нет возможности. Поэтому для определения индивидуальной значений проницаемости и скин-факторов пластов была использована априорная информация о соотношении проницаемостей, полученных по ГИС в открытом стволе. Алгоритм решения этой задачи аналогичен предыдущим. Для рассматриваемой скважины были использованы отношение дебитов (табл. 3.2) и отношение проницаемостей $\alpha=3$. Оценка параметров по объектам ****1-3 и **** 3-5 приведена в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Индивидуальные параметры пластов

Параметры	****1-3	****3-5	Σ
Эффективная работающая толщина $h_{эфф}$, м	8	9.6	17.6
Проницаемость $k_{пр}$, мД	0.9	0.2	0.5
Гидропроводность ϵ , Д*см/сПз	1.4	0.4	1.8
Скин-фактор S	-5.4	-5.53	-5.5

Таким образом, представленные результаты подтверждают ранее изложенные выводы по рассмотренной скважине и ее объектам: на продуктивность влияет изменение пластового давления, ухудшения фильтрационных свойств пластов во времени не наблюдается.

3.4 Основные выводы к главе

В данной главе представлены только наиболее характерные примеры интерпретаций многопластовых скважин. На основе предложенных автором методик к настоящему времени проведено и проинтерпретировано более 40 комплексных промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Методика активно применяется в ООО «Газпромнефть НТЦ».

В главе были рассмотрены разнообразные примеры интерпретации как разведочных, так и эксплуатационных скважин. Исследовались различные типы коллекторов (карбонатные, терригенные), скважины с различными видами заканчивания (с трещинами ГРП, после кислотной обработки призабойной зоны), с одинаковыми и различными пластовыми давлениями.

Разнообразие примеров и подтверждение полученных результатов селективным опробованием, а также данными испытаний по соседним скважинам, вскрывающим только один пласт, доказывают корректность и эффективность предложенной автором методики оценки индивидуальных параметров пластов, что позволяет рекомендовать ее к широкому применению на различных нефтяных объектах и в различных нефтяных компаниях.

Важным преимуществом предложенной автором технологии является то, что становится возможным проводить информативные ГДИС–ПГИ без потери добычи нефти, а также с использованием дистанционных стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) или на основе применения специальных байпасных систем. Экономический эффект от данного решения, оцененный для 20 скважин компании ОАО «Газпромнефть», без дополнительного оборудования скважин по разобщению пластов, позволил сократить затраты на исследования (селективные испытания) в размере 160 млн. руб.

ГЛАВА 4. ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ КОНТРОЛЕ СОВМЕСТНО РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ГРП

В предшествующих разделах настоящей диссертации рассмотрена методика комплексной интерпретации данных ГДИС и ПГИ в скважинах, вскрывающих одновременно несколько продуктивных пластов. Настоящая глава посвящена моделированию и анализу термодинамических процессов протекающих в добывающей многопластовой нефтяной скважине, осложненной трещинами гидроразрыва (ГРП). Подобный анализ необходим в силу того, что, как отмечалось выше, однозначная интерпретация многопластовых скважин без разделения пластов возможна лишь при наличии дополнительной информации о свойствах пластов или скин-факторах. Задачей данного исследования является анализ информативных возможностей нестационарной термометрии в работающих скважинах с ГРП.

Гидроразрыв пласта с последующим закреплением трещины проппантом, оказывает значительное воздействие на поведение полей геофизических параметров в скважине. Поведение давления в скважинах с ГРП и информативные возможности ГДИС подробно рассматривались в публикациях многих авторов (Blasingame T.A., Bourdet D., Gringarten A.C., Lee J. и др.), начиная с 1980-ых годов [59,108,117,120,121].

Детально изучены возможности акустических исследований (ВАК) [95], которые используют для оценки ширины, высоты, азимута трещины. Также известны примеры успешного применения сейсмического мониторинга для определения направления развития трещины ГРП. Однако данные методы исследований имеют высокую стоимость и технологические ограничения, поэтому не имеют широкого распространения при геофизическом контроле разработки залежей углеводородов.

При этом число публикаций, посвященных проблемам промыслово-геофизических исследований эксплуатационных скважин с ГРП невелико. В этой связи задача изучения влияния трещины ГРП на информативность методов промыслово-геофизических исследований скважин становится актуальной в настоящее время. Часть вопросов была подобно рассмотрена в диссертации Кокуриной В.В. «Обоснование технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований низкопроницаемых пластов, эксплуатируемых при гидроразрыве пласта» [62,63]. В работах Кокуриной В.В. были приведены важные выводы, например: «показания механического расходомера нельзя использовать для оценки профиля приемистости в скважинах с ГРП (из-за перераспределения флюида в трещине за счет аномально высокой проводимости)», и при этом методы нестационарной термометрии имеют гораздо большую информативность именно в этих условиях. В частности, Кокуриной В.В. была

установлена возможность диагностики эффектов тепломассопереноса в работающих пластах на фоне процессов теплообмена непроницаемых вмещающих толщ с крыльями трещины. Однако, автор ограничился анализом нестационарного теплового поля в нагнетательной скважине с трещинами ГРП (в том числе с нестабильными трещинами автоГРП, которые возникают вследствие превышения давления закачки над давлением разрыва горных пород); добывающие скважины и задачи на приток им не рассматривались.

Задачей настоящей главы была, в частности, оценка результативности метода термометрии в условиях притока жидкости в ствол добывающей скважины.

Тепломассоперенос в добывающих скважинах имеет определенную специфику. Помимо кондуктивного и конвективного теплообмена на распределение температуры в стволе и вмещающих породах в этом случае существенно влияют термодинамические процессы, которые связаны с выделением (поглощением) теплоты, в первую очередь – дроссельный и адиабатический. В связи с аномально высокой проводимостью трещины характер протекания этих процессов в скважине с ГРП существенно меняется в сравнении с условиями не вскрытого трещиной пласта. Поэтому большое внимание в настоящей главе автор уделил созданию численной модели с возможностью решения задач нестационарной термометрии и на ее основе возможности определения параметров трещин ГРП.

Таким образом, анализ особенностей протекания обозначенных выше процессов при притоке газожидкостной смеси из пластов, вскрытых трещинами гидроразрыва, является дополнительным направлением исследования автора настоящей диссертации, т.к. на практике этот фактор может существенно влиять при реализации представленной в главах 2-3 методики.

4.1 Анализ термических процессов в добывающей скважине с ГРП

Как отмечалось в первой главе, термометрия и барометрия являются базовыми методами ПГИ при контроле разработки нефтегазовых месторождений. Скважинной термометрией начиная с 1950-ых годов занимались ведущие ученые: Валлиулин Р.А., Голубятников Д.В., Дворкин И.Л., Дьяконов Д.И., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Моисеенко А.С., Непримеров Н.Н., Позин Л.З., Рамазанов А.Ш., Чекалюк Э.Б., Dozier G.C., Hutchins J.S., Ramey H.J., Tixier M.P. и др. [18,32,33,65,87,101,113,123].

Методы термометрии изучают естественные и искусственные тепловые поля в скважине. Естественные тепловые поля регистрируют чаще в неработающих или длительно простаивающих скважинах для определения естественной температуры пород и геотермического градиента. Искусственные тепловые поля связаны с нарушением естественного температурного градиента за счет работы скважины на приток или закачку. Подобные исследования проводятся на действующем фонде скважин. Термометрию

используют для оценки профиля притока/приемистости, диагностики межпластовых перетоков, интервальной оценки дебитов пластов и для других задач при контроле разработки. Подробно теория процессов промыслово-геофизического контроля описана в книге Ипатова А.И., Кременецкого М.И. «Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов» [53].

Тепловое поле характеризуется температурным градиентом ($gradT$) и плотностью теплового потока q_T . На тепловое поле в скважине и в горных породах больше всего влияет интенсивность процессов переноса теплоты (кондукция и конвекция), а также физико-химические и термодинамические эффекты, связанные с выделением/поглощением теплоты (адиабатические, дроссельные).

Основным уравнением кондуктивного теплопереноса является уравнение теплопроводности, где $a = \lambda/C$, λ - температуропроводность, C - объемная теплоемкость:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} = \frac{1}{a} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (4.1)$$

Теплоперенос в стволе скважины происходит за счет конвективного теплопереноса, где w - скорость фильтрации в пористой среде, C_ϕ - объемная теплоемкость среды, $C_{ск}$ - объемная теплоемкость скелета пористой среды:

$$u = \frac{wC_\phi}{C_\phi + C_{ск}} \quad (4.2)$$

Для действующих добывающих скважин температура характеризуется тепловым воздействием флюида в стволе и теплообмен с окружающими горными породами. Так как работающий продуцирующий пласт не является изолированной системой, нельзя рассматривать различные процессы в отрыве друг от друга (например, дросселирование и конвективный перенос). Так при работе многопластовой системы эффект дросселирования можно выделить только для нижнего интервала, а для верхних пластов дросселирование эффект дросселирования в чистом виде скрыт калориметрическим смешиванием продукции в стволе скважины.

Для квазистационарных адиабатических процессов в системе, когда энтропия системы сохраняет постоянное значение, можно получить зависимость между температурой и давлением (4.3), где A - тепловой эквивалент работы, α - термическое расширение, c_p - теплоемкость системы. Коэффициент η_s определяет изменение температуры вещества в изолированной системе в зависимости от изменения давления, его также принято называть адиабатическим коэффициентом. Величину данного коэффициента можно получить из

справочников [101]. Следует отметить, что адиабатический коэффициент минимален для металлов и максимален для нефти и нефтепродуктов.

$$\eta_s = \frac{AV}{c_p} \alpha T; \quad (4.3)$$

$$\Delta T = \eta_s \Delta p \quad (4.4)$$

Дроссельный процесс. В случае изоэнтальпийных систем (когда $I=const$), полный дифференциал энтальпии является функцией внешних параметров и температуры, выражается в уравнении, связывающим давление и температуру (4.5), где ε_1 – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона.

$$dT = -\frac{AV}{C_p} \left[1 - \frac{T}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right] dp; \quad (4.5)$$

$$\varepsilon_i = \frac{AV}{C_p} (1 - \alpha T) \quad (4.6)$$

Совместное влияние перечисленных эффектов описывается полным уравнением энергии, которое для потока флюида в пористой среде (пласте) имеет вид (4.7), где λ – коэффициент теплопроводности; T – температура; γ – плотность; c_p – теплоемкость при постоянном давлении; \bar{V} – вектор скорости движения флюида; ε – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона; P – давление; m – коэффициент пористости; η_s – адиабатический коэффициент; t – время; C_{II} – теплоемкость пористой среды (пористого тела и насыщающего его флюида).

$$\operatorname{div} \lambda \cdot \operatorname{grad} T - \gamma_p \bar{V} \operatorname{grad} T - \gamma_p \varepsilon_1 \bar{V} \operatorname{grad} P + m \gamma_p \eta_s \frac{\partial P}{\partial t} = c_{II} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (4.7)$$

$$\gamma_p \frac{Q}{2\pi h r} \frac{\partial T}{\partial r} + \gamma_p \varepsilon_1 \frac{Q^2 \mu}{4\pi^2 k h^2 r^2} - m \gamma_p \eta_s \frac{Q \mu}{\pi k h r_c^2 + \pi \chi t} = c_{II} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (4.8)$$

Первый член уравнения (4.7) отвечает за диффузию тепла, и им обычно пренебрегают, на основании пренебрежимо малой величины эффекта, по сравнению с переносом тепла вместе с фильтрацией флюида. Второй член задает конвекцию тепла при фильтрации через элементарный объем, третий – обуславливает влияние эффекта Джоуля-Томпсона, четвертый – описывает адиабатический эффект при изменении давления флюида. Правая часть (4.7) отражает изменение температуры элементарного объема во времени.

Согласно исследованиям Валлиулина Р.А., Массленникова В.В., Ремизова В.В. и др. при квазистационарном притоке влияние теплообмена стабилизируется, что позволяет использовать эффективный или интегральный коэффициент Джоуля-Томсона (ε_I), который приближенно принимают константой (берется из справочников) [101,18].

Из выше сказанного следует, что при движении флюида в пористой среде происходит либо разогрев за счет работы сил трения, либо охлаждение за счет адиабатического расширения. Первый из описанных процессов контролируется градиентом давления по простиранию пласта, второй – темпом изменения давления в пласте во времени.

Интенсивность названных процессов существенно зависит от времени. При резком изменении состояния пласта (например, при запуске скважины) преобладает адиабатический эффект, при стабилизации параметров поля во времени - дросселирование.

Трещина ГРП представляет собой канал аномально высокой проводимости в пласте и существенно влияет на характер протекания этих процессов, вследствие чего у метода термометрии появляются дополнительные информативные возможности. Необходимый анализ и моделирование теплового поля в скважине с ГРП возможно провести на численной трехмерной гидродинамической модели.

4.2 Создание численной модели системы «скважина-пласт» с термической опцией

Во второй главе было описано создание конечно-разностной модели многопластовой системы. Для решения задачи нестационарной термометрии базовую модель модифицировалась. Для этого модель была дополнена тепловыми свойствами пород и параметрами теплопереноса, а для расчетов использовалась симулятор Eclipse 300.

Для изучения особенностей и информативного потенциала теплового поля в скважинах с ГРП использовалась следующая модель.

1. Скважина – вертикальный цилиндрический канал радиуса r_c с осевым круговым сечением в неограниченном однородном и изотропном пласте.
2. Пласт – слой, ограниченный сверху и снизу горизонтальными плоскими поверхностями: кровлей и подошвой, толщина пласта $H_{пл}$.
3. Пласт - однородная по тепловым и фильтрационным свойствам изотропная пористая среда, пористостью K_n , проницаемостью $k_{пл}$ теплопроводностью $\lambda_{пл}$, объемной теплоемкостью $c\delta_{пл}$, с горизонтальными границами раздела в непроницаемых вмещающих породах;
4. Пласт насыщен однокомпонентным однофазным флюидом, характеризуемым динамической вязкостью μ , объемным коэффициентом B_o , сжимаемостью β ,
5. Пласт полностью или частично перфорирован;
6. Трещина - вертикальная трещина ГРП – узкий высокопроводящий канал высотой $H_{тр}$, полудлиной $X_{тр}$ и шириной $w_{тр}$, расположенный симметрично относительно оси скважины и имеющий пористость $K_n\ mp$ и проницаемость $k_{тр}$.

7. В начальный момент времени $t=0$ давление в скважине и пласте соответствует первоначальному пластовому $P(t=0)=P_{nl}=const$; и геотермической температуре $T(t=0)=T_e=const$;

8. При работе скважины ($t>0$) поддерживается условие постоянного дебита $Q=const$.

9. Тепломассоперенос рассматривается в прямоугольной системе координат (X,Y,Z) , начало координат $(0,0,0)$ находится на оси скважины, ось ординат Z совпадает с осью скважины и направлена вниз. Начало координат соответствует кровле пласта. Горизонтальные оси X и Y направлены соответственно по простиранию и вдоль простирания трещины рис.4.1.

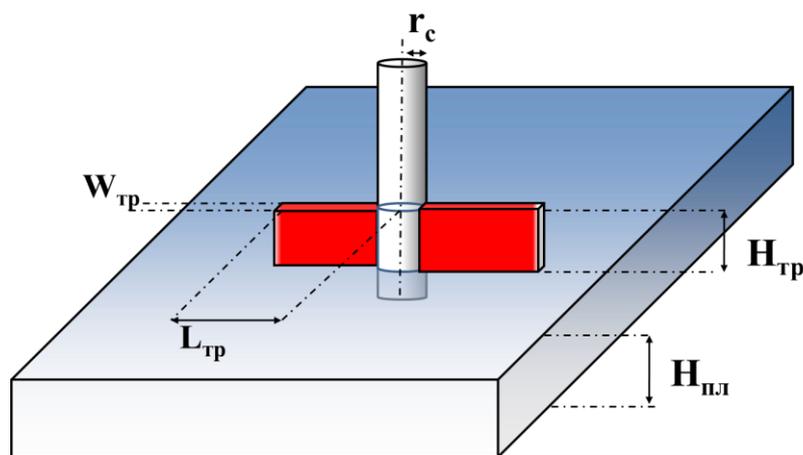


Рисунок 4.1 - Модель массопереноса при вскрытии пласта трещиной ГРП. $L_{тр}$ - длина трещины, $W_{тр}$ - ширина трещины, r_c - радиус скважины, $H_{тр}$ - высота трещины, $H_{пл}$ - толщина пласта

Для численного решения задачи была использована неравномерная радиальная сетка с блочно-центрированной геометрией, сгущающаяся вблизи ствола скважины и на краях трещины. Ствол скважины и трещина задавались сектором с повышенной в несколько порядков проницаемостью (рис. 4.2).

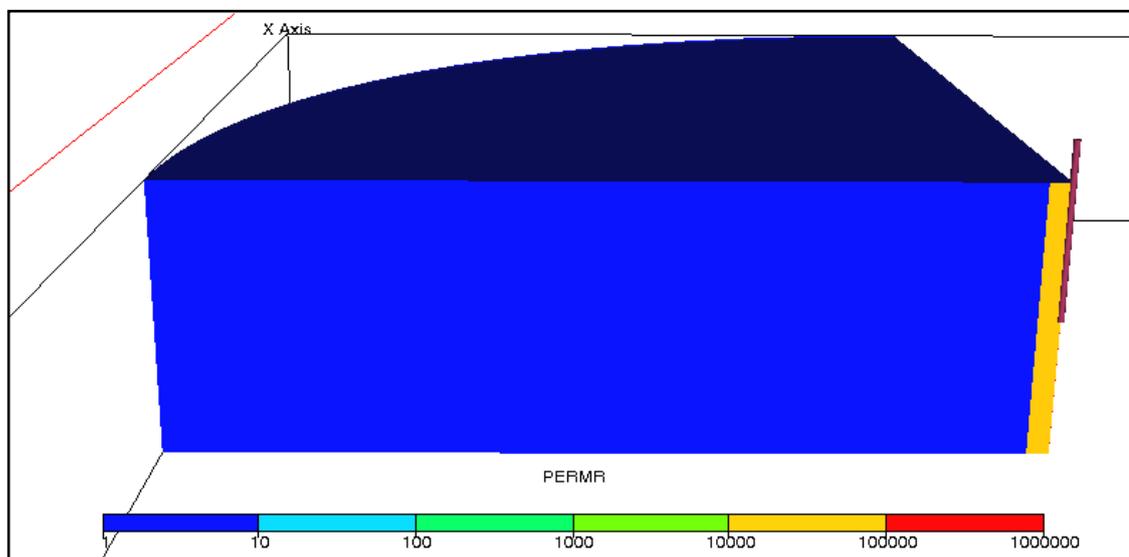


Рисунок 4.2 - Численная модель системы «скважина пласт». Цветовая шкала – проницаемость ячеек (мД)

Для избежания ошибок при численном решении, которые могут быть связаны с сеточными эффектами, расчеты были проведены на сетках различного масштаба с различным размером ячеек. Для ускорения расчетов при условии симметричности задачи при моделировании использовался сектор, представляющий четверть модели с теплоизолированными и гидродинамически непроницаемыми границами. Модель имела единственный слой по вертикали, что также было принято для сокращения времени расчета и лучшей сходимости результатов.

Как и в модели с несколькими пластами, сетка сгущалась вблизи ствола скважины и на краях трещины. Ствол скважины моделировался аналогично, областью с еще более высокой проницаемостью. Для итоговых расчетов была выбрана оптимальная по времени расчета и сходимости решения сетка размерностью 200*276*1 ячеек. Основные исходные параметры, заложенные в модель, приведены в табл. 4.1.

Для расчета поля температуры в модель дополнительно были введены параметры объемной теплоемкости и теплопроводности породы. Теплоемкость флюида рассчитывалась симмулятором по таблицам Перри и Грина [115].

Таблица 4.1

Входные параметры для инициализации численной модели

Параметр	Диапазон значений
Пласт	
Глубина кровли пласта, м	2300 м
Начальное пластовое давление, атм	230
Начальная температура, С	80
Пористость, %	20
Толщина пласта, м	10
Проницаемость пласта, мД	0.1-50*
Проницаемость трещины, Д	10-300*
Полудлина трещины, м	10-100*
Свойства флюида и скелета породы	
Объемный коэффициент	1.01
Динамическая вязкость, сПз	0.35
Общая сжимаемость (скелет+флюид), атм ⁻¹	5.4*10 ⁻⁴
Плотность нефти, кг/м ³	880
Плотность воды, кг/м ³	1010
Тепловые свойства породы	

Объемная теплоемкость, кДж/м ³ /К	1200-2500*
Теплопроводность, кДж/м/сут/К	100-500*

*Переменные параметры модели, которые варьировались в указанном диапазоне

4.3 Моделирование термодинамических процессов в добывающих скважинах

Первым шагом после создания, инициализации и проведения расчетов на численной модели в гидродинамическом симуляторе является анализ полученных результатов. В первую очередь стоит рассматривать простые случаи, например, вертикальную скважину. Необходимо удостовериться, что полученные результаты физичны и не несут в себе ошибок. После этого стоит перейти к моделированию более сложных случаев, включая в расчеты с трещиной ГРП.

Следует учитывать, что на поведение теплового поля оказывает влияние множество факторов. В этих условиях вторым шагом является комплексный анализ чувствительности ко всем входным параметрам системы «скважина-пласт». Необходимо убедиться, что выявляемые закономерности поведения теплового поля в скважине и интерпретационный параметр могут быть диагностированы и выявлены на фоне помех, применяя существующую в настоящее время геофизическую аппаратуру.

Заключительным шагом становится обобщение результатов большого количества расчетов и их объединение в единую методику определения фильтрационных свойств пласта или характеристик совершенства вскрытия скважины. Ниже в работе подробно рассмотрен каждый описанный шаг.

4.3.1 Результаты моделирования теплового поля многопластовой залежи в отсутствие трещины гидроразрыва

В базовом варианте расчетов реализован случай притока воды из пласта в отсутствие трещины гидроразрыва. Этот вариант был реализован для оценки корректности результатов численного решения, чтобы использовать модель для последующих более сложных случаев.

Результаты расчетов по базовому варианту (приведены на рис. 4.3) показали хорошую сходимость с аналитическими решениями, что подтверждает достоверность полученных при моделировании результатов.

Так как многие процессы протекают в первые минуты после запуска скважины, в дальнейшем все графики приводятся не в обычной шкале времени, а в логарифмическом масштабе.

Как следует из рис.4.3, в начальный момент после запуска скважины преобладающее влияние на температуру притекающего в ствол флюида оказывает его адиабатическое расширение в призабойной зоне. По истечении небольшого промежутка времени начинается интенсивный прогрев пласта вследствие дросселирования.

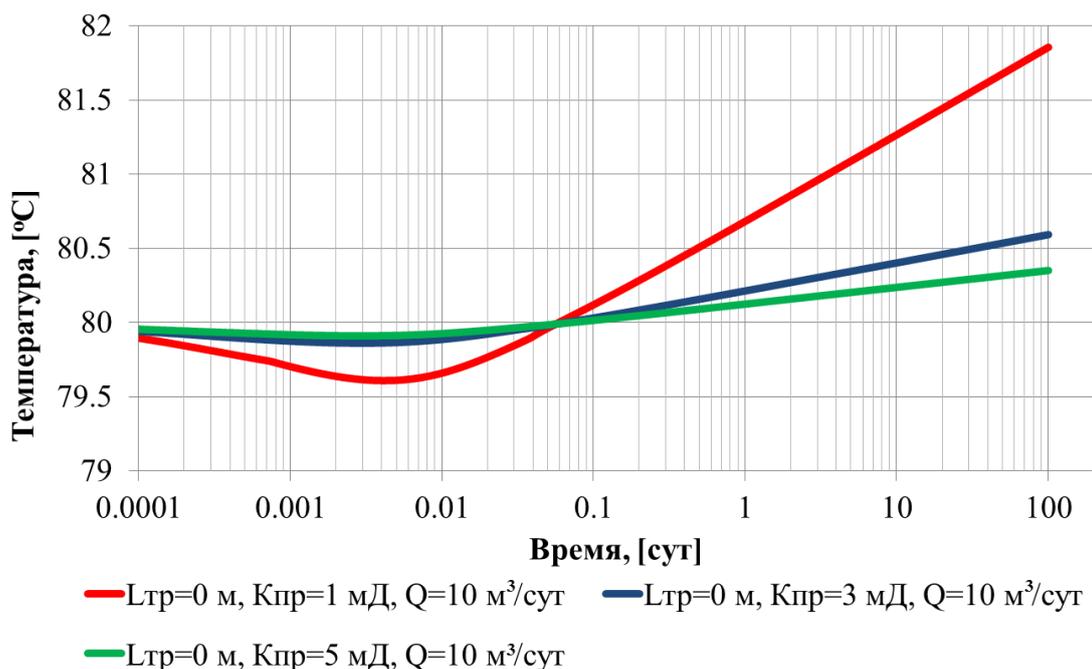


Рисунок 4.3 - Результат моделирования теплового поля в скважине без ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий неограниченного однородного пласта, теплопроводности 100 кДж/м/сут/К , объемной теплоемкости $1200 \text{ кДж/м}^3/\text{К}$ при работе скважины с дебитом $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. Цветом выделены различные проницаемости пласта (мД)

Существенно на характер поведения кривой (а именно, на ее угол наклона на поздних временах) влияет фильтрационные свойства пласта – см. рис.4.3.

Вследствие совместно влияния процессов адиабатического расширения и дросселирования на кривых рис.4.3 формируется локальный минимум. Важно отметить, что его положение практически не зависит от физических свойств пластовой системы. Эта особенность протекающих в пласте процессов, согласно результатам выполненного моделирования, является достаточно общей и фактически определяет возможные подходы к интерпретации результатов термометрии.

Однако в отсутствие трещины ГРП период времени, в течение которого можно наблюдать данную особенность, очень мал, порядка первых сотых долей сек. Далее прогрессирует прогрев, связанный с притоком флюида в скважину. В данном случае темп изменения температуры в стволе скважины будет напрямую связан с фильтрационными характеристиками (проницаемостью горных пород), что позволяет связывать темп изменения температуры с дебитом скважины [72].

4.3.2 Результаты моделирования теплового поля многопластовой залежи при вскрытии пласта трещиной гидроразрыва

Приведенный выше пример соответствует задаче с отсутствием скин-факторов, т.е. с отсутствием какого-либо нарушения прискважинной зоны. Для моделирования теплового поля в скважине с трещиной ГРП базовая модель была дополнена зоной повышенной проводимости. Тепловые свойства трещины и горной породы были приняты равными. Основной целью проведенных расчетов был анализ особенностей влияния на тепловое поле трещины ГРП.

Расчеты были выполнены для типичных в условиях добывающей скважины фильтрационных и тепловых свойств пласта, геометрических и проводящих характеристик трещины ГРП, которые описаны выше (см. табл. 4.1).

На рис. 4.4 приведено сравнение кривых изменения температуры во времени в отсутствие и при ГРП. Данное сравнение показывает, что при наличии трещины ГРП локальный минимум наблюдается при более поздних временах, что делает его обнаружение по результатам термических исследований вполне реальным.

Полученный результат согласуется с особенностями формирования теплового поля в гидроразрывном пласте.

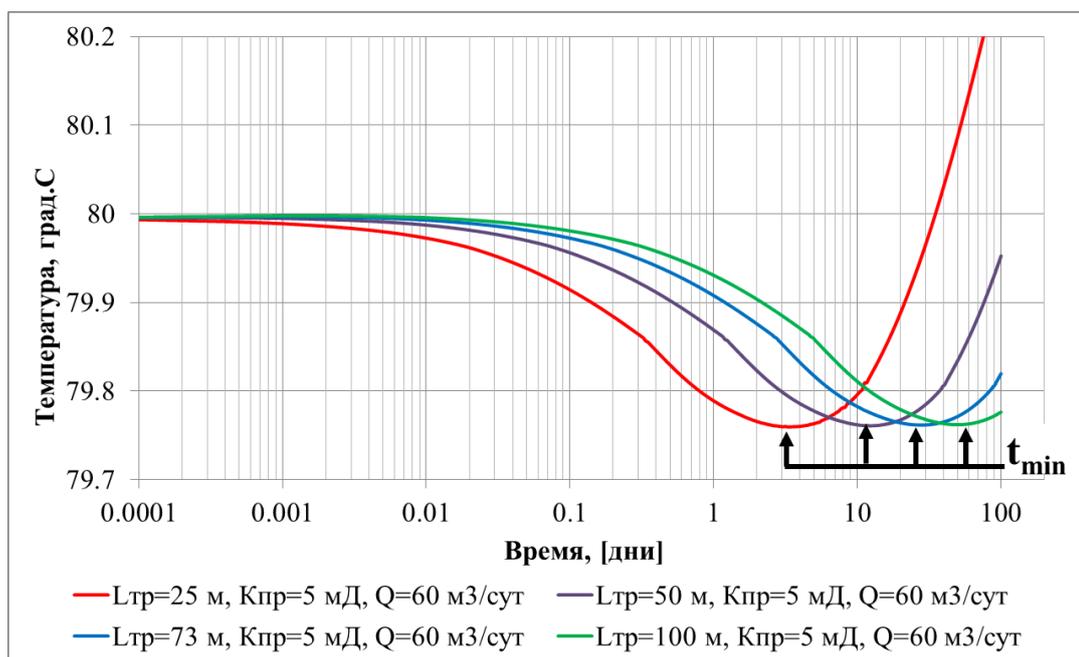


Рисунок 4.4 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной проводимости, проницаемости пласта 5 мД, одинаковых тепловых свойствах заполнителя трещины и вмещающих пород (теплопроводность 100 кДж/м/сут/К, объемная теплоемкость 1200 кДж/м³/К) Цветом выделены длина трещины ГРП: $L_{тр}$ - 25, 50, 73, 100 м.

Проницаемость закрепленной проппантом трещины может варьироваться в пределах от 50 до 500 Д. При этом проницаемость пласта на скважинах, где проводят ГРП, не превышает 10-50 мД, а чаще лежит в диапазоне 0.1-5 мД. Такой контраст в проницаемостях вызывает при запуске скважины изменения давления во времени в трещине ГРП, схожие по интенсивности с наблюдаемыми в стволе скважины. Рис. 4.5 иллюстрирует поведение температурного в системе «скважина-пласт» с момента запуска скважины и в процессе ее дальнейшей работы.

Если перед запуском скважина простаивает, в стволе и окружающей среде формируется стабильное фоновое распределение температуры. Непосредственно после запуска в прискважинной области пласта наблюдается резкое снижение температуры. В зависимости от длины трещины длительность этого процесса может колебаться от нескольких минут до нескольких часов. Это связано с тем, что поле давления распространяется по трещине очень быстро, что приводит к преобладанию адиабатического расширения заполняющего трещину флюида. При этом на краях трещины практически сразу же после начала работы скважины температура растет вследствие влияния фильтрации в пласте. В дальнейшем тепловая волна от краев трещины перемещается в сторону ствола скважины. Минимум на кривой изменения температуры во времени (рис.4.4) характеризует момент подхода теплового импульса по трещины от периферии пласта к стволу скважины.

Таким образом, запись кривой изменения температуры в работающей скважине с диагностикой зафиксированного минимума может быть дополнительно использована для оценки работающей длины трещины.

Очевидно, что время наблюдения локального минимума является одним из основных информативных характеристик ГРП по результатам термометрии.

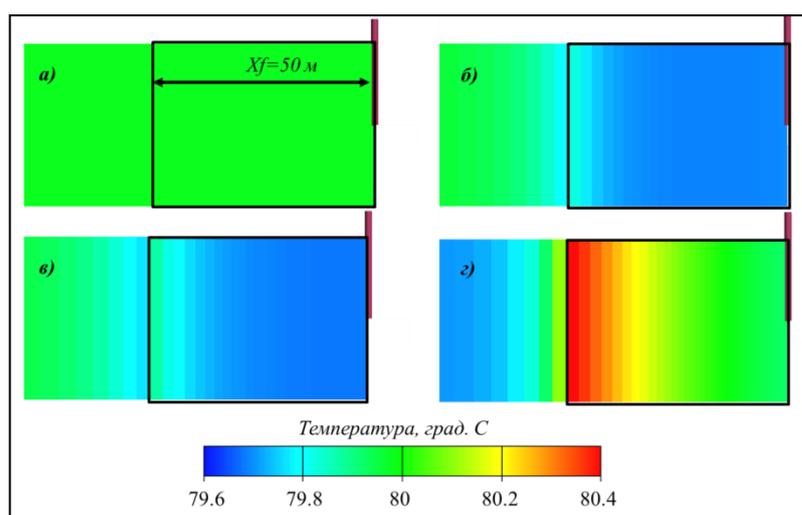


Рисунок 4.5 - Особенности поведения температурного поля ($^{\circ}\text{C}$) в пласте и в трещине ГРП: а) неработающая скважина перед запуском; б) длительность работы скважины – 10 часов, в) длительность работы скважины - 2 дня; г) длительность работы скважины - 50 суток

4.3.3 Анализ информативности термометрии в пласте, вскрытом трещиной ГРП

На начальном этапе моделирования была обнаружена очень важная особенность поведения температуры при начале работы пласта, вскрытого трещиной ГРП. На кривой изменения температуры во времени, как правило, формируется локальный экстремум, на положение которого существенно влияет длина трещины ГРП.

Это означает, что нестационарная термометрия имеет еще и потенциал по оценке длины трещины. Но чтобы данный потенциал был реализован, необходимо обосновать возможность выделения обнаруженного эффекта (формирование локального экстремума) на фоне помех. Прежде всего, необходимо убедиться, что наблюдаемая аномалия может быть обнаружена с помощью современной регистрирующей аппаратурой. Расчеты показывают, что в зависимости от свойств системы «скважина-пласт» (табл. 4.1), величина температурного экстремума изменяется от нескольких сотых до десятых °С, а типичное время наблюдения аномалии – несколько суток с момента запуска скважины. То есть диагностика такой аномалии вполне реальна. Но следует иметь в виду, что при диагностике длинных трещин (50м и более) в пласте низкой проницаемости (единицы мД и менее) необходимая продолжительность исследования может достигать уже несколько недель. В этих условиях оптимальной технологией исследования является долговременный мониторинг температуры на забое с помощью стационарных датчиков, рассмотренных в первой главе диссертации.

Для дальнейшего анализа информативности термометрии в скважине с ГРП автором были проведены дополнительные расчеты для анализа чувствительности результатов измерений к другим факторам, которые могут влиять на тепловое поле в скважине. В их числе:

- тепловые свойства вмещающих пород;
- тепловые свойства заполнителя трещины;
- проницаемость пласта;
- ширина трещины;
- дебит скважины;
- проницаемость трещины;

На рис 4.6 показан результат моделирования теплового поля в скважине с трещиной ГРП при различных тепловых свойствах пласта.

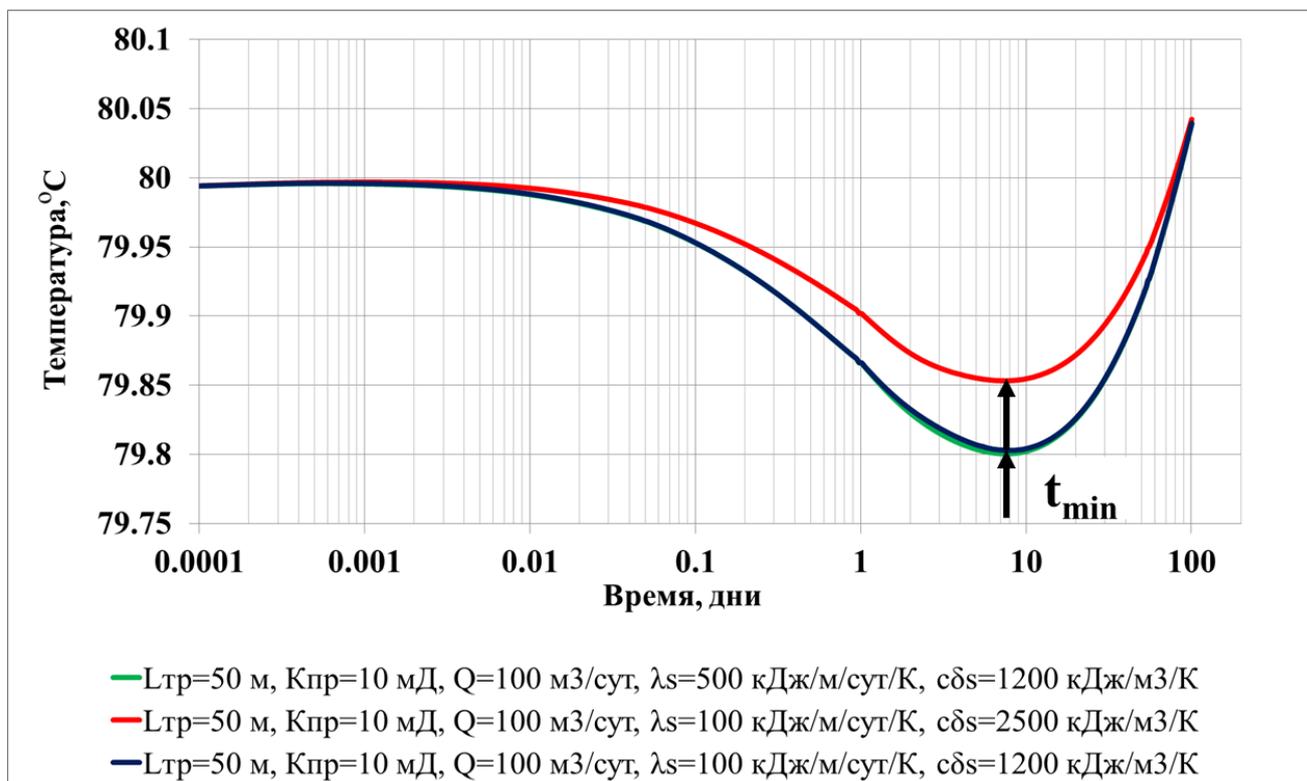


Рисунок 4.6 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. Влияние тепловых свойств трещины и вмещающих пород. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной проводимости, длиной 50 м, проницаемости пласта 10 мД, скважина работает с дебитом 100 м³/сут. Цветом выделены различные теплоемкость и теплопроводность породы

Результаты моделирования показали, что изменения теплопроводности в характерном для осадочных горных пород диапазоне, практически не сказываются на изменении температурного поля во времени. Под влиянием объемной теплоемкости величина температурного минимума меняется в пределах 0.05-0.1 °С. При этом время наступления температурного минимума практически не зависит от тепловых свойств породы.

При моделировании трещины ГРП с различной шириной трещины, было выявлено незначительное влияние данного параметра на поведения теплового поля (рис.4.7).

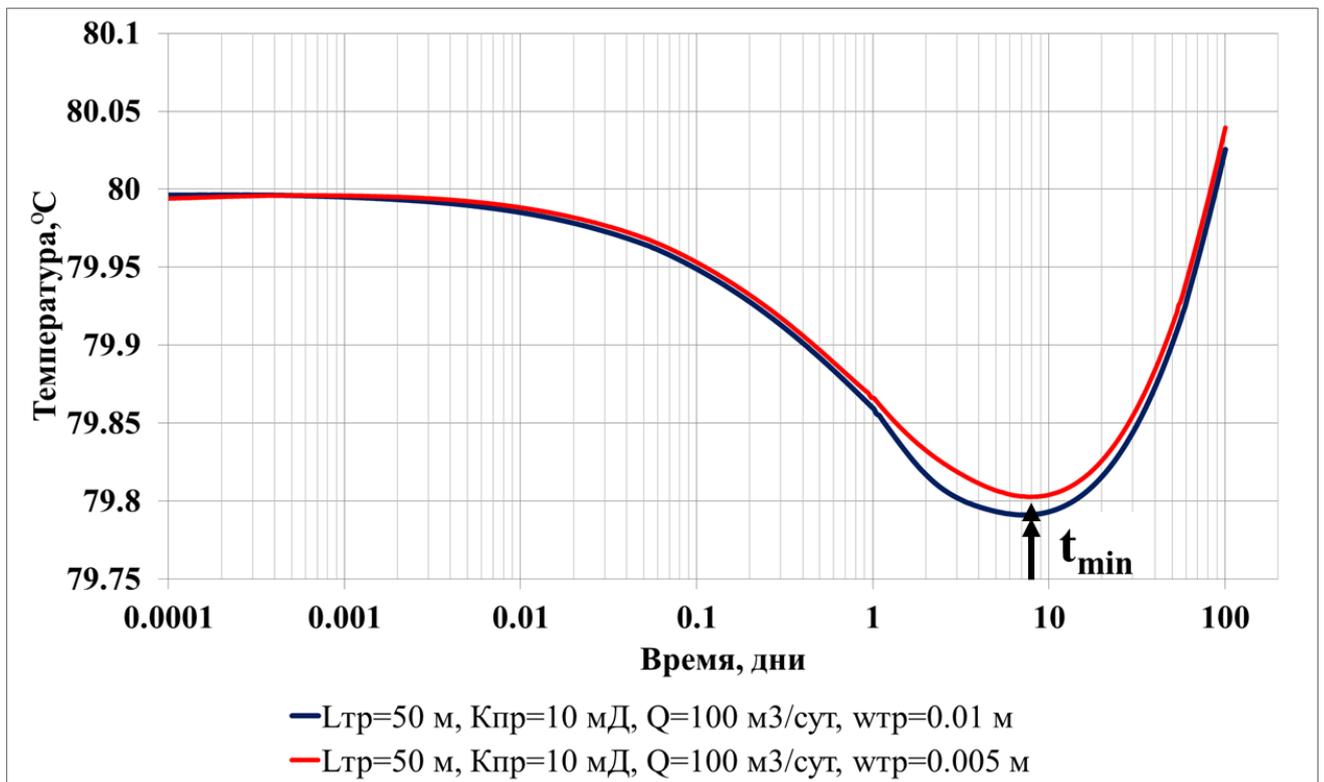


Рисунок 4.7 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. Влияние ширины трещины. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной проводимости, длиной 50м, проницаемости пласта 10 мД, скважина работает с дебитом 100 м³/сут. при одинаковых тепловых свойствах заполнителя трещины и вмещающих пород (теплопроводность 100 кДж/м/сут/К, объемная теплоемкость 1200 кДж/м³/К). Цвет кривых - ширина трещины

На рис.4.8 приведен анализ чувствительности температурных кривых к проницаемости самой трещины ГРП (проницаемость пропанта). Проницаемость трещины наиболее существенно влияет на величину температуры, причем это влияние максимально, если трещина имеет бесконечную проводимость (см. рис.4.8), т.е. когда проницаемость трещин значительно превышает проницаемость пласта. Влияние этого параметра на положение экстремума очень мало.

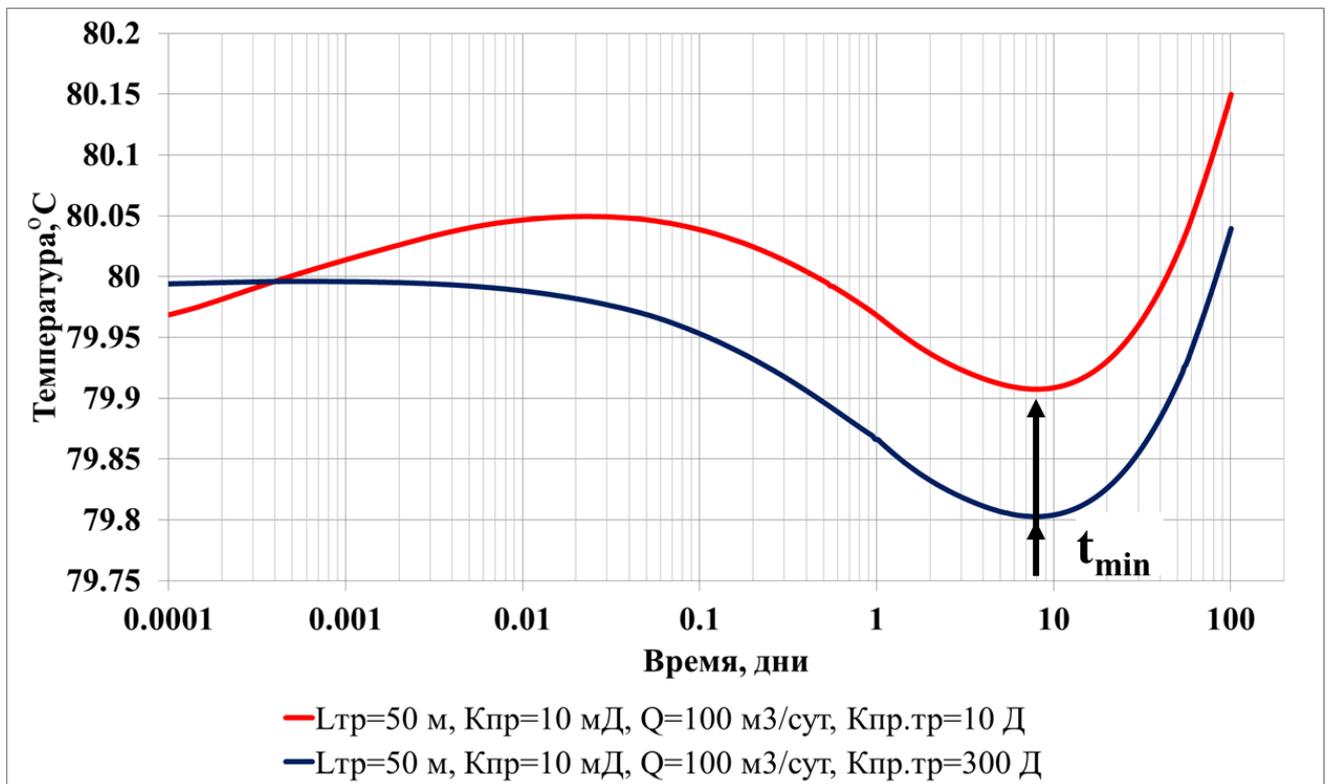


Рисунок 4.8 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной и неограниченной проводимости, длиной 50м, проницаемости пласта 10 мД, скважина работает с дебитом 100 м³/сут. при одинаковых тепловых свойствах заполнителя трещины и вмещающих пород (теплопроводность 100 кДж/м/сут/К, объемная теплоемкость 1200 кДж/м³/К). Цвет кривых - проницаемость трещины

Таким образом, влияния всех рассмотренных выше параметров сводятся к изменению температуры в скважине, но не на положение экстремума температуры (связанного с совместным воздействием дроссельного и адиабатического эффектов).

Этот вывод дополнительно иллюстрируется рис. 4.9, где показано совместное воздействие тепловых свойств среды, ширины трещины и проницаемости ее заполнителя. Приведенные на рис.4.9 кривые изменения температуры во времени отличаются по абсолютному значению температуры (амплитуде), при этом время наступления температурного минимума при различных свойствах пород и параметров трещин остается неизменным.

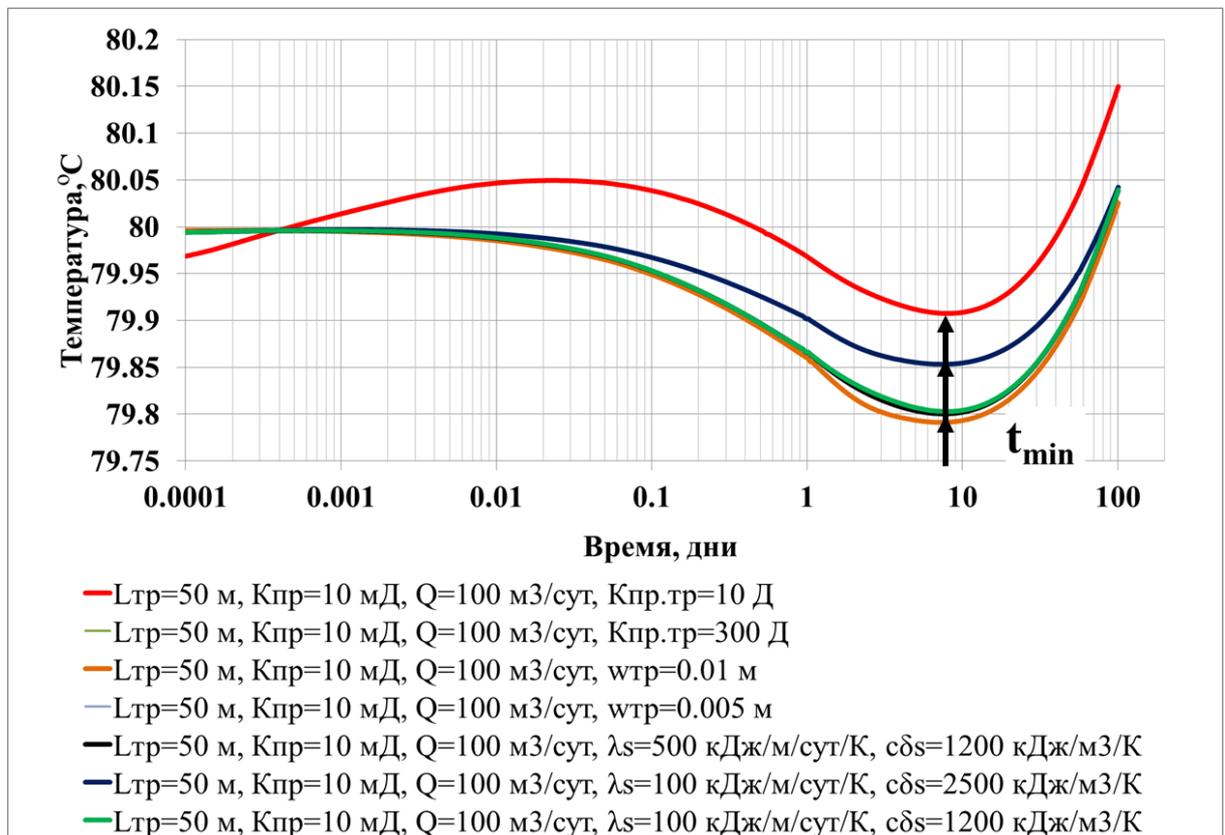


Рисунок 4.9 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины, длиной 50 м, проницаемости пласта 10 мД, скважина работает с дебитом 100 м³/сут. Цветом выделены кривые с различными теплоемкостями и теплопроводностями пласта, шириной и проводимостью трещины

Обнаруженная по результатам моделирования взаимосвязь времени наступления температурного минимума и фактической длины трещины ГРП позволяет построить зависимость, представленную на рис.4.10. Таким образом, время наступления температурного минимума может являться интерпретационным параметром. Регистрируя его в эксплуатационной скважине, по обоснованной выше зависимости предлагается оценивать длину трещины ГРП.

На рис. 4.10 пунктирными кривыми выделена область возможных значений времени наступления экстремума от длины трещины в условиях, когда все перечисленные выше параметры-помехи изменяются в максимально возможном для условий скважины диапазоне. Как видно из данного рисунка оценка по результатам термометрии длины трещины даже в условиях максимально возможного в условиях скважины влияния помех (тепловые свойства пород, ширина и проницаемость трещины) возможна с достаточно высокой точностью.

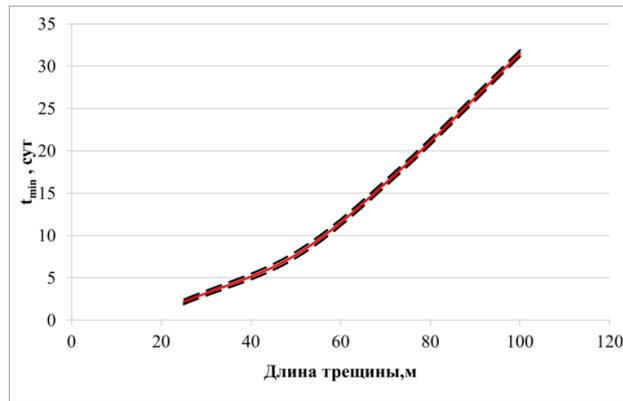


Рисунок 4.10 - График зависимости времени наступления температурного минимума от длины трещины ГРП. Расчеты выполнены для условий трещины проницаемости пласта 10мД, скважина работает с дебитом 100 м³/сут. Пунктирные кривые - диапазон влияния помех

Следующим этапом моделирования было выявление параметров пласта и скважины, влияющих не только на значение температуры, но и, главным образом, на время наступления температурного экстремума. В первую очередь были проведены расчеты с различным дебитом скважины (рис.4.11). С увеличением дебита, время наступления температурного экстремума сокращается. Это объясняется тем, что с ростом дебита возрастает скорость распространения тепловой волны от краев трещины к стволу скважины.

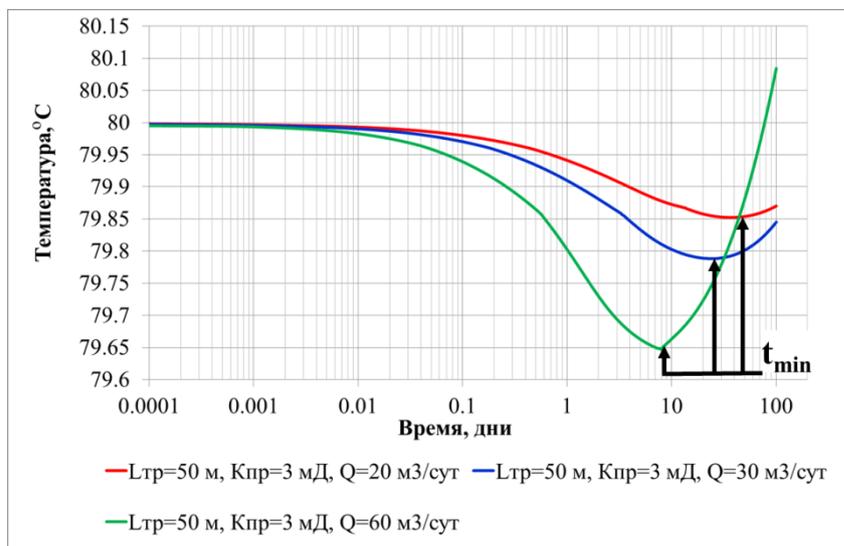


Рисунок 4.11 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной проводимости, длиной 50 м, проницаемости пласта 3мД, при одинаковых тепловых свойствах заполнителя трещины и вмещающих пород (теплопроводность 100 кДж/м/сут/К, объемная теплоемкость 1200 кДж/м³/К). Цвет кривых - различный дебит скважины

Следующий параметр, по которому проводилась проверка чувствительности, была проницаемость пласта. Результаты расчетов на численной термодинамической модели показали, что проницаемость пласта также оказывает влияние на время наступления температурного экстремума. Чем выше проницаемость пласта, тем больше время наступления температурного минимума (рис.4.12). Это происходит из-за того, что, меняя в расчетах проницаемость пласта при одном и том же дебите, депрессия на пласт меняется. Чем выше проницаемость или проводимость пласта, тем депрессия меньше. Особо следует отметить факт, что при достижении определенной проницаемости время наступления экстремума перестает меняться. Таким образом, при увеличении дебита или увеличении депрессии величина экстремума начинает проявляться на ранних временах.

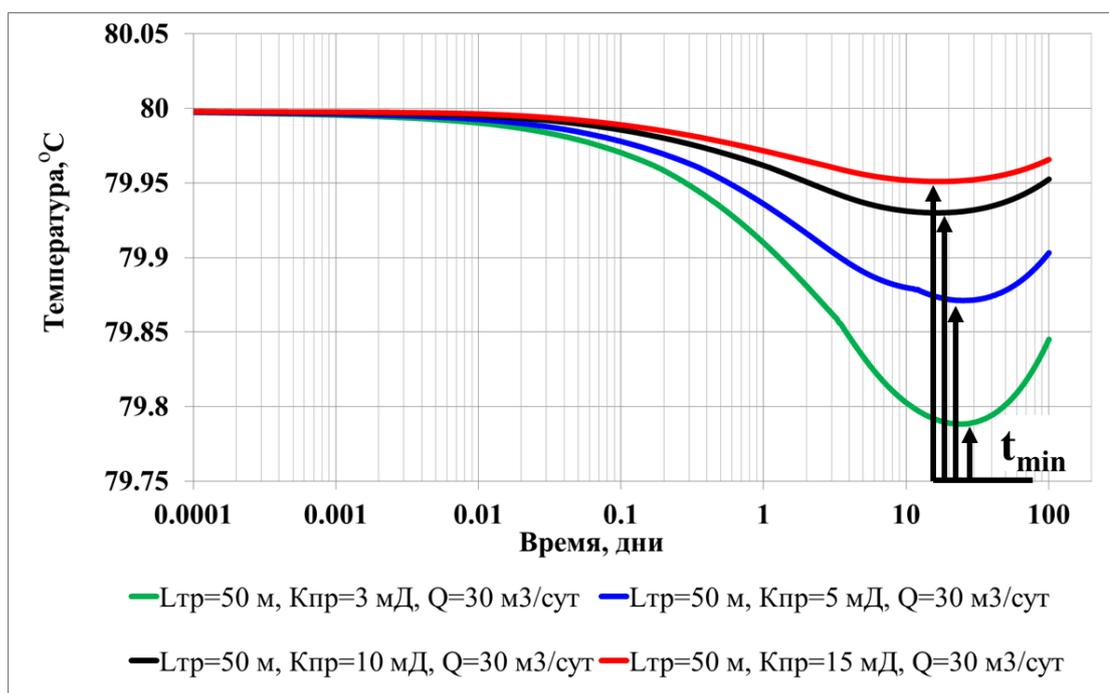


Рисунок 4.12 - Результат моделирования теплового поля в скважине с ГРП. На рисунке представлены кривые изменения температуры поступающего в скважину флюида от времени, прошедшем с момента начала притока. Расчеты выполнены для условий трещины неограниченной проводимости, длиной 50м, скважина работает с дебитом 30 м³/сут при одинаковых тепловых свойствах заполнителя трещины и вмещающих пород (теплопроводность 100 кДж/м/сут/К, объемная теплоемкость 1200 кДж/м³/К). Цвет кривых - различная проницаемость пласта

Анализируя полученные результаты численного моделирования можно сделать вывод, что зависимость момента времени наступления температурного минимума является многопараметрической, но определяющую роль играет длина трещины. При этом дебит скважины и проницаемость пласта также могут изменить положение температурного

минимума. Учитывая, что дебит скважины можно измерить, появляется возможность определения длины трещины по результатам замера температуры во времени в стволе скважины напротив продуктивного интервала.

4.4 Методика определения параметров многопластовой залежи, осложненной трещинами ГРП по результатам термометрии в работающей скважине

Представленная в предшествующих главах методика определения индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров пластов при их совместной эксплуатации зачастую предполагает использование дополнительной априорной информации. Например, предложенная автором методика определения длин трещин по динамике изменения разности дебитов во времени при запуске скважины имеет ограничение, связанное с разрешающей способностью геофизического оборудования и технологическими особенностями (выделение попутного газа в стволе при забойном давлении ниже давления насыщения). Для случая, когда нет возможности проводить непрерывный мониторинг дебита каждого пласта, а лишь возможна его оценка на установившемся режиме работы скважины, информацию о длинах трещин (скин-факторах) следует брать из косвенных данных при дизайне ГРП. В этих условиях становится актуальной задача определения длины трещины ГРП независимо от других геофизических и гидродинамических методов исследования. Как показало выполненное в рамках настоящей работы моделирование, регистрация теплового поля во времени в стволе скважины с ГРП позволяет решить подобную задачу на основе зависимости времени наступления температурного минимума от длины трещины ГРП.

Для создания достоверной методики оценки длины трещины ГРП необходимо провести не только проверку чувствительности к различным факторам, что подробно было описано в выше, но и расчеты в широком диапазоне изменения основных влияющих параметров. Так в расчетах использовались следующие диапазоны параметров: длины трещин 0 м - 100 м, проницаемость пласта 0.1 – 50 мД, дебит скважины 1 – 1000 м³/сут. В результате были рассчитаны более 500 вариантов. Анализируя каждый из полученных расчетов, были выбраны только те, в которых возможна диагностика температурного экстремума. В качестве базовых критериев выступали: абсолютная величина аномалии (в °С) и время наступления экстремума (в часах).

Непрерывный мониторинг температуры в работающей скважине возможен при использовании СИИС различного типа, подробно описаны в первой главе диссертации. Наиболее перспективными технологиями являются распределенные оптоволоконные датчики или точечно-распределенные термобарические косы. В любом случае, измерительные приборы имеют погрешность. Так оптоволоконные термодатчики («DTS») при необходимой

дискретности записи могут иметь чувствительность 0.1-0.2 град.С. Датчики, входящие в состав точечно-распределенных приборов, устанавливаемых под ЭЦН, имеют большую чувствительность – не хуже 0.01 °С. Однако, температурное поле в стволе скважины может быть искажено и на него могут оказывать влияние и другие внешние факторы, поэтому величина регистрируемой аномалии на температурной кривой во времени по оценке автора должна превышать 0.1 °С.

Время наступления экстремума в расчетах было ограничено длительностью 100 сут., так как в дальнейшем на поведение температуры в стволе скважины могут начать оказывать другие различные факторы, в том числе технологические.

После подробного анализа полученных температурных кривых удалось оценить область параметров (длина трещины, проницаемость пласта, дебит скважины), для которой предлагаемая методика определения длины трещины по времени наступления температурного минимума может считаться информативной (рис.4.13).

Данный график наглядно демонстрирует, что для трещин длиной более 50 м и при дебите менее 10 м³/сут выделить экстремум на температурной кривой невозможно. Так же невозможно диагностировать температурный минимум на объектах с проницаемостью менее 1 мД и длиной трещины ГРП более 50 м. Однако, несмотря на имеющиеся ограничения существует достаточно широкая область, где температурный минимум может быть зарегистрирован и на его основе может быть определена длина трещины ГРП.

По результатам выполненных автором вариантов расчетов, которые попали в информативный диапазон, были построены палетки зависимости времени наступления экстремума на температурной кривой от длины трещины ГРП. Палетки были рассчитаны при различных дебитах скважины и различных проницаемостях пластов (часть из них приведена на рис.4.14).

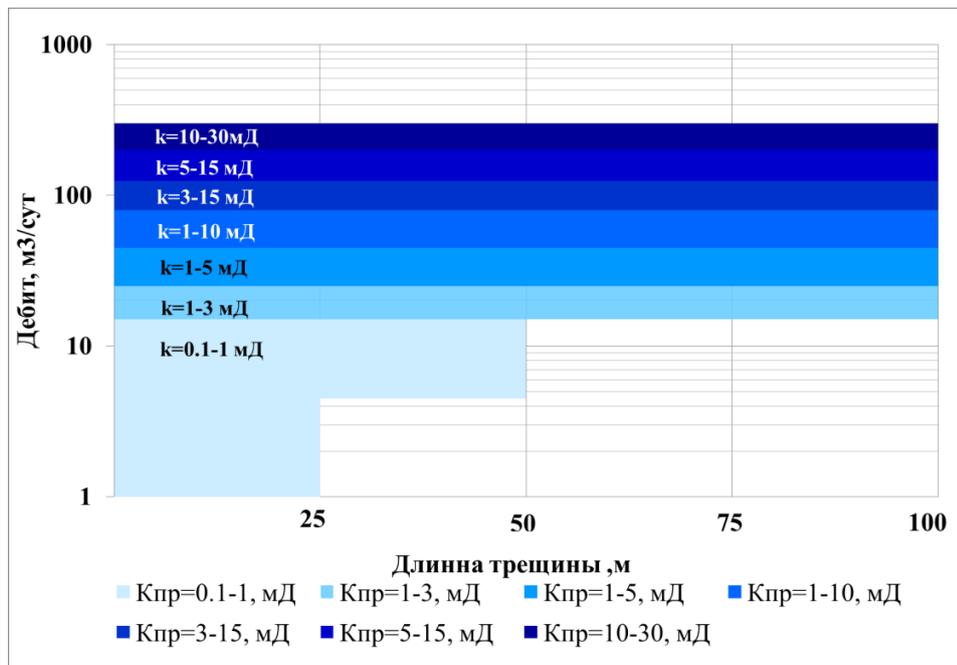


Рисунок 4.13 - Область, в которой температурный минимум превышает 0.1°C и наступает ранее 100 суток

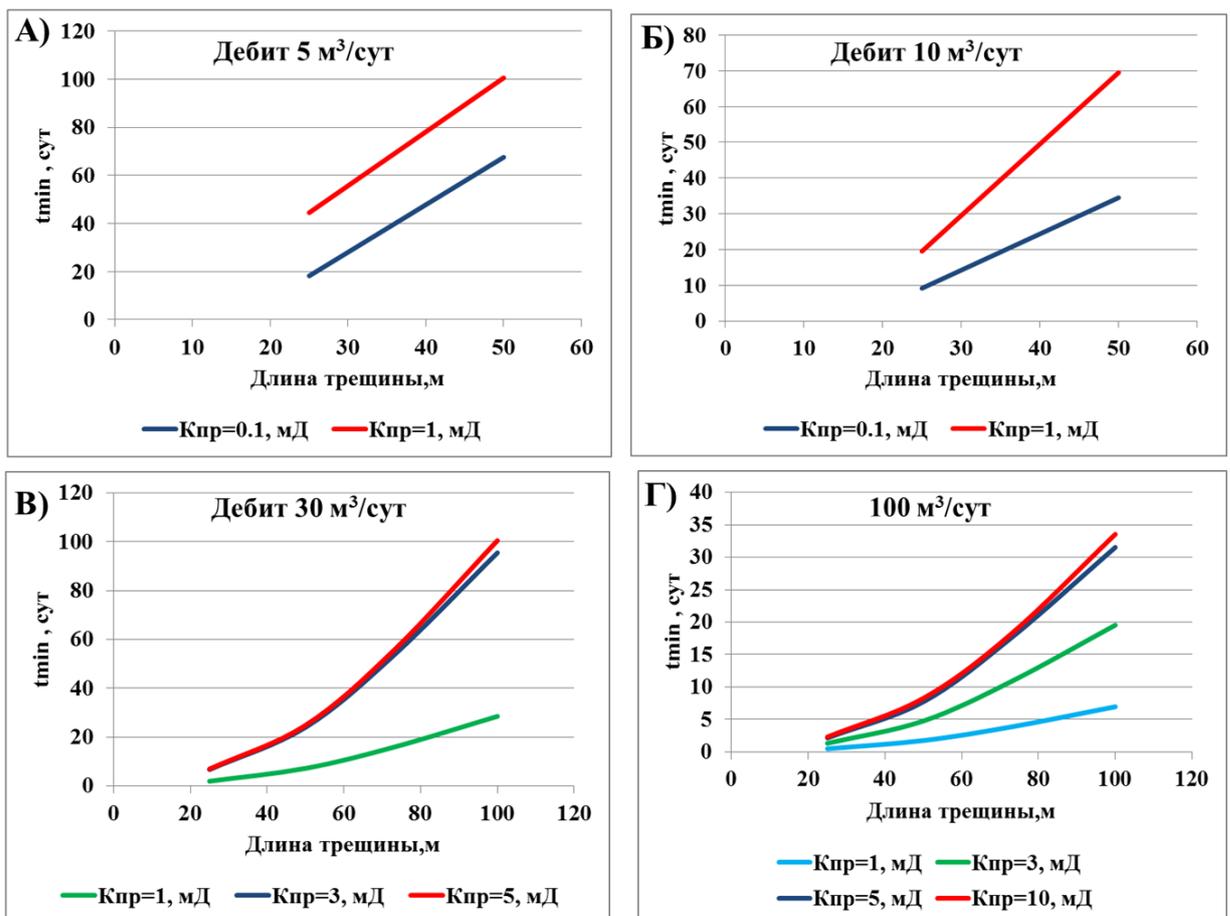


Рисунок 4.14 - Палетки с зависимостями времени наступления температурного минимума от длины трещины ГРП при различных дебитах: А) дебит $5\text{ м}^3/\text{сут}$, Б) дебит $10\text{ м}^3/\text{сут}$, В) дебит $30\text{ м}^3/\text{сут}$, Г) дебит $100\text{ м}^3/\text{сут}$. Цвет кривых – различная проницаемость пласта

Как уже отмечалось выше, дебит скважины является известным параметром, который возможно измерить в скважине. Однако, наличие дополнительного влияния на время наступления температурного экстремума параметра проницаемости пласта делает решение многовариантным в определенном диапазоне времен.

Для однозначного решения задачи и снятия неопределенности необходимо привлечение дополнительной априорной информации о проницаемости пласта. Этот подход оправдан, так как, опираясь на фиксированное значение проницаемости, возможно определение длины трещины ГРП по разработанной автором палетке.

В условиях исследований многопластовых нефтяных скважин температурные аномалии, связанные с работой трещины ГРП, можно регистрировать только напротив нижнего пласта, т.к. на верхний пласт оказывает влияние дебит нижнего – адиабатические и дроссельные эффекты будут перекрыты калориметрическим смешиванием, что затруднит выявление минимума на температурной кривой во времени. Тем не менее, как отмечалось выше в работе, достоверная оценка индивидуальных фильтрационно-емкостных и энергетических параметров пластов в принципе возможна при определении интегральных параметров, а также параметров одного из работающих интервала. Таким образом, представленная методика применима для скважин, вскрывающих одновременно не более двух продуктивных интервалов, осложненных заканчиванием скважины с трещинами ГРП.

Дополнительным условием, которое должно соблюдаться во время исследования скважины является то, что забойное давление должно превышать давление насыщения. Иначе выделяющийся в призабойной зоне газ, может вызывать отрицательные температурные аномалии и исказить исходные кривые термометрии. Влияние многофазного потока в скважинах с трещиной ГРП является задачей дальнейшего исследования автора.

Методика оценки параметров пласта и трещины ГРП по данным нестационарной термометрии заключается в следующих процедурах:

1. Обеспечить непрерывный долговременный мониторинг забойных давления и температуры напротив каждого продуктивного интервала с возможностью передачи данных на поверхность в режиме реального времени.
2. На основе замеров теплового поля в скважине напротив нижнего продуктивного интервала с ГРП, для режима стабильного отбора оценить время наступления минимума на температурной кривой в процессе работы скважины.
3. Привлечь дополнительную априорную информацию о проницаемости пласта, и по предложенным автором палеткам (зависимостям) определить длину трещины ГРП.

4. Используя полученные параметры трещины ГРП (скин-фактор) нижнего пласта и интегральные параметры многопластовой системы, определить скин-фактор выше лежащего продуктивного интервала по методике, описанной во второй главе настоящей диссертации.

4.5 Основные выводы к главе

1. Проведенный автором обзор опубликованных работ показал отсутствие методик определения параметров трещин ГРП по результатам нестационарной термометрии в работающей скважине.

2. На основе проведенного численного термодинамического моделирования установлено, что в скважинах с трещиной ГРП на температурной кривой в функции от времени после запуска скважины в работу формируется минимум (экстремум), связанный с адиабатическим эффектом, образующимся вследствие высокой проводимости трещины. Автором установлена взаимосвязь наступления минимума временной зависимости от длины трещины ГРП и от других фильтрационных свойств пласта.

3. На основе вышеуказанной взаимосвязи разработан расчетный метод определения длины трещины ГРП для нижнего из совместно вскрытых двух продуктивных интервалов с последующей оценкой параметров верхнего пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная работа содержит обоснование и решение поставленных перед автором задач. Предложенные автором методики оценки индивидуальных фильтрационных и энергетических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов доведены до практического применения.

Важным преимуществом предложенной автором технологии является то, что становится возможным проводить информативные ГДИС–ПГИ без потери добычи нефти, а также с использованием дистанционных стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) или на основе применения специальных байпасных систем. Экономический эффект от данного решения, оцененный для 20 скважин компании ОАО «Газпромнефть», без дополнительного оборудования скважин по разобщению пластов, позволил сократить затраты на исследования (селективные испытания) в размере 160 млн. руб.

Следует отметить основные результаты, полученные в рамках данной работы.

– Усовершенствован способ определения индивидуальных фильтрационных, энергетических параметров и характеристик вскрытия совместно эксплуатируемых нефтяных пластов на основе комплексирования результатов ГДИС и ПГИ с привлечением информации о соотношении фильтрационных свойств или характера вскрытия пластов. Данный подход защищен патентами РФ №2476670 «Способ определения фильтрационных свойств совместно работающих пластов» и № 2476669 «Способ определения фильтрационных параметров пласта», опубликованными 27.02.2013 г.

– Для многопластовых скважин с трещинами ГРП обоснован метод определения скин-факторов пластов на основе непрерывного мониторинга динамики изменения дебитов пластов при ее запуске в работу. Данный способ основывается на установленной взаимосвязи скин-факторов каждого из совместно вскрытых объектов с динамикой изменения индивидуальных дебитов пластов, что позволит определять индивидуальные фильтрационные и энергетические параметры пластов без привлечения дополнительной априорной информации.

– Предложен метод определения длины трещины ГРП нижнего из совместно эксплуатируемых продуктивных интервалов на основе контроля изменения температуры в стволе скважины при ее запуске. Выявлено наличие минимума на температурной кривой от времени при запуске скважины в работу, который вызван адиабатическим эффектом за счет высокой проводимости трещин ГРП.

– Обоснованы условия применимости авторской методики по оценке индивидуальных параметров совместно эксплуатируемых пластов для различных объектов с ОРЭ на основе

матрицы информативности ГДИС-ПГИ с учетом геолого-промысловых особенностей исследуемых объектов.

Анализ информативности нестационарной термометрии в добывающих скважинах с ГРП, приведенный в данной работе, может служить обоснованием к внедрению на месторождениях распределенных оптоволоконных или распределенно-точечных термобарических датчиков для обеспечения механизированного фонда промыслово-геофизическими исследованиями.

В перспективе планируется продолжить исследования в области нестационарной термометрии на скважинах с ГРП и совершенствовать подходы к интерпретации гидродинамических и промыслово-геофизических исследований многопластовых нефтяных скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аминев М.Х., Поляков Д.Б., Шаймарданов Р.Ф. Способ одновременно раздельной эксплуатации нескольких продуктивных горизонтов и скважинная установка для его реализации. Патент РФ №2334867, 2008
2. Архипов К.И., Бикбулатова Г.И., Кирисенко Е.И. Тандемная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов одной скважины. Патент РФ №128655, 2013
3. Афанасьев В. С., Афанасьев С. В., Афанасьев А. В. и др. Методика автоматизированного восстановления свойств пород в терригенном разрезе по данным ГИС в системе Gintel (методика ТАВС). Электронная документация. – М.: Геоинформационные технологии и системы, 2009. – 100 с.
4. Афанасьев В. С., Афанасьев С. В., Афанасьев А. В. Способ определения геологических свойств терригенной породы в околоскважинном пространстве по данным геофизических исследований разрезов скважин. Патент РФ № 2219337, 2003.
5. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик Б.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: Недра. – 1972. 181 с.
6. Барышников А.В., Кофанов О.А., Галеев Д.Р., Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Глубинный мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при технологической депрессии // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №12. - стр. 30-33.
7. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кременецкий М.И. и др. Особенности применения одновременно-раздельной эксплуатации скважин на ЮЛТ Приобского месторождения // SPE Conference Paper, 138089-RU 2010. - с. 24-38.
8. Барышников А.В., Сидоренко В.В., Кременецкий М.И. Результативность долговременного мониторинга совместной разработки пластов системами одновременно-раздельной добычи на Приобском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2010. - №6. – стр. 30-33.
9. Басин Я.Н., Грунис Е.В. Геофизические исследования скважин на этапе эксплуатации месторождений нефти и газа // НТВ АИС Каротажник – 1996. - 25. - стр. 11-15.
10. Басин Я.Н., Кузнецов О.Л., Петухов А.С. Применение промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. - М., ВНИИОЭНГ, 1973, –125 с.
11. Басниев К.С., Власов А.М., Когина А.М. и др. Подземная гидравлика. - М.: Недра, 1986. – 305 с.

12. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. – М.: Недра, 1993. - 416 с.
13. 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. – с.62-67.
14. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследование совместно эксплуатируемых пластов. – М.: Недра, 1971. – 173 с.
15. Бузинов С.А., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
16. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1975. -144 с.
17. Валеев М.Д., Хазиев Н.Н., Фасхутдинов В.Х., Зайнашев В.А., Ахмадишин Р.З. Особенности измерения продукции малодебитных скважин // Технология строительства скважин в осложненных условиях. Сб. тр. ин-та / БашНИПИ нефть. – 1995. – Вып. 84. – С. 4–7.
18. Валлиулин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. – Уфа: Издательство Башкирского Государственного Университета, 1992. -168 с.
19. Вахрушев С.А., Фаизов Р.А., Акимкин А.В. Применение систем ОРЭ в ОАО АНК "Башнефть" // Инженерная практика. - 2015. - №2. - с. 2-13
20. Вольпин С.Г., Ломакина О.В. Метод определения параметров низкопроницаемого пласта // Нефтяное хозяйство. - 1988. - стр. 27-30.
21. Гарипов О.М. Скважинная установка гарипова. Патент РФ №2309246, 2007
22. Гарипов О.М. Стационарные информационно-измерительные системы для мониторинга скважинных параметров // Инженерная практика. - 2012. - №6.- с. 76-82
23. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике / Под ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лазуткиной, М. С. Хохловой. - М.: Инфра-инженерия, 2009. - стр. 960.
24. Глуходед А.В., Балбошин В.А. Результаты внедрения ОРЭ в ОАО "Татнефть" // Инженерная практика. - 2015. - №2. - с. 14-25
25. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. – М., ГАНГ, 1996. - 129 с.
26. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2001. - 562 с.

27. Гуляев Д.Н., Мельников С.И., Кокурина В.В., Кременецкий М.И. Непрерывный мониторинг, как единственный информативный способ гидродинамических исследований низкопроницаемых гидроразрывных пластов. // Труды 10-й НТК «Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». – Томск. - 2011. - с. 21-23.
28. Гуляев Д.Н., Мельников С.И., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.М. Анализ взаимовлияния скважин по результатам стационарного глубинного мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное Хозяйство. - 2012. - №5.- с. 82-85
29. Гумеров А. Г., Рахимкулов А. И., Куршев А. В. Устройство и работа оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти из двух объектов с использованием штангового глубинного и электроцентробежного насосов // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – 2010. – Вып. 4 (82). – С. 49-53.
30. Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Внедрение одновременно-раздельной закачки на Приобском месторождении // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №12 - с. 25-29
31. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. (2-ое издание). – М.: Недра, 1985, - 310с
32. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. – М.: Гостоптехиздат, 1952. - 252 с.
33. Дворкин И.Л. и др. Термические способы исследования скважин в процессе их освоения, опробования и капитального ремонта // Нефтяное хозяйство. - 1986. - стр. 15-18.
34. 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
35. Дияшев Р.Н Исследование эффективности совместной и раздельной разработки неоднородных нефтенасыщенных коллекторов многопластовых нефтяных месторождений // АИС «Каротажник». – 2003. - №109. – с. 147-166
36. Дияшев Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. – М.: Недра, 1984. - 208 с.
37. Дияшев Р.Н., Иктисанов В.А., Ахметзянов Р.Х., Якимов А.С. Способ дифференцированного определения фильтрационных параметров совместно эксплуатируемых продуктивных пластов. Патент РФ № 2172404, 2001
38. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А., Петрофизика. – М.: Недра, 1991. - 368 с.
39. Добрынин В.М., Черноглазов В.Н., Городнов А.В. и др. Способ определения нефтенасыщенности горных пород. Патент РФ №2043495, 1994

40. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Сатурн. 1998. - 628 с.
41. Золоева Г.М., Извеков Б.И., Манчева Н.В. Индивидуальная интерпретация методов ГИС. – М.: РИО, МИНГ. - 1989
42. Зотов Г.А., Тверковкин С.М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. – М.: Недра, 1970. - 191 с.
43. Ибрагимов Н.Г., Тазиев М.З., Таипова В.А., Закиров А.Ф., Ожередов Е.В., Абрамов М.А., Шакиров А.А. Способ разработки многопластовой нефтяной залежи с применением одновременно раздельной закачки рабочего агента. Патент РФ №2323331, 2008
44. Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В., Страхов Д.В., Оснос В.Б., Зиятдинов Р.З. Устройство для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины. Патент РФ2339796, 2008
45. Ибрагимов Н.Г., Халимов Р.Х., Кормишин Е.Г., Салахиев А.Ф и др. Устройство скважины для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Патент РФ №2335626, 2008
46. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Инженерная практика. – 2010. - №1. - с.4-15
47. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. – М.: Недра, 2007. - 124 с.
48. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Зотова Г.А., Алиева З.С. – М.: Недра, 1980. - 301 с.
49. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. Под ред. В.М. Добрынина. – М. : Недра, 1988. - стр. 476.
50. Ипатов А.И. Научные принципы и применение современных технологий геофизических исследований эксплуатационных скважин для контроля за динамикой разработки нефтегазовых залежей: Дис. д.т.н., Москва, 1999. – 399 с.
51. Ипатов А.И., Мельников С.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Способ определения фильтрационных свойств совместно работающих пластов. Патент РФ №2476670, 2013
52. Ипатов А.И., Кокурина В.В., Мельников С.И. и др. Способ определения фильтрационных параметров пласта. Патент РФ № 2476669, 2013
53. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. - 780 с.

54. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. - 896 с.
55. 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
56. Ипатов А.И., Кременецким М.И. Основы применения скважинной барометрии в промысловой геофизике: Научное издание - М.: ГАНГ, 1997. - 229 с.
57. Ипатов А.И., Нуриев М.Ф., Белоус В.Б. Информационная система мониторинга разработки нефтяных месторождений на базе стационарных контрольно-измерительных модулей // Нефтяное хозяйство. – 2009. - №10. – стр.58-62
58. Каналин В.Г. Стасенков В.В. Проектирование разработки многопластовых нефтяных месторождений с учетом неоднородности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979 - 45 с.
59. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 212 с.
60. Каплан Л.С., Семенов А.В., Разгоняев Н.Ф. Развитие техники и технологий на Туймазинском нефтяном месторождении. – Уфа: РИЦ АПК "Башнефть", 1998. – 416 с.
61. Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин, – М.: Недра, 1984. - 272 с.
62. Кокурина В.В. Влияние нестабильных трещин разрыва в нагнетательных скважинах на результаты ГДИС // НТВ Каротажник. - 2010. - 1.: № 190. - стр. 81-97
63. Кокурина В.В. Обоснование технологии промыслово-геофизических и гидродинамических исследований низкопроницаемых пластов, эксплуатируемых при гидроразрыве пласта: диссертация кандидата технических наук: 25.00.10 / Кокурина Валентина Владимировна. – М.: 2012. - 237 с.
64. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. – М.: Недра, 1973. – 368 с.
65. Кременецкий М.И. Геофизическая информационная система контроля за эксплуатацией газонефтяных и газоконденсатных скважин (научное обоснование и создание автоматизированной системы «Геккон»). Дисс. д.т.н. – М.: МИНХ, 1998.
66. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 476 с.
67. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Мельников С.И., Лаптев В.В. и др. Методическое обеспечение технологий ГИС в процессе добычи нефти // Каротажник. - 2014. - № 1.- с. 29-45

68. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Мониторинг гидродинамических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов // SPE Conference Paper, 138049-RU, 2010. - с. 1-5
69. Кременецкий М.И., Мельников С.И. Раздельная оценка совместно разрабатываемых пластов по результатам ГДИС // Труды 10-й научно-технической Конференции «Современные технологии гидродинамических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений», Томск. – 2011. - с. 15-17
70. Кунеевский В.В., Ибатуллин Р.Р., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. Способ одновременно-раздельной эксплуатации многопластовой скважины. Патент РФ №2338057, 2008
71. Лушпеев В.А., Цику Ю.К. Мониторинг работы скважин, оборудованных системами одновременно-раздельной эксплуатации, термогидродинамическими методами // Инженерная практика. – 2015. - №02. - с.48-54
72. Лушпеева В.А. Разработка и исследование термогидродинамических методов оценки фильтрационных свойств многопластовых объектов: автореф. дис. к.т.н. Тюмень, 2007. - 25 с.
73. Мартынов В.Г., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мельников С.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М., Кокурина В.В., Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 3. – с. 106-109
74. Медведев П.В., Муслимов Э.Я. Обзор проектов одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин в ТНК-ВР // Инженерная практика. – 2012. – №2. – с. 52-55
75. Мельников С.И. Геофизический мониторинг многопластовых объектов при механизированной добыче // Тезисы докладов X всероссийской НТК «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», Москва. – 2014. - с. 13-14
76. Мельников С.И. Гидродинамический и промыслово-технологический мониторинг совместно разрабатываемых пластов // Труды III Международного научного симпозиума по теме: «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». ОАО «ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова», Москва. – 2011. – с. 15-18
77. Мельников С.И. Контроль совместной разработки низкопроницаемых пластов в условиях ГРП // Инженерная практика. – 2013. - № 1. - с. 49-53
78. Мельников С.И. Методика раздельного промыслово-геофизического контроля совместно эксплуатируемых нефтяных пластов // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - 2014. - №1. - 274. - с. 38-47

79. Мельников С.И. Новый способ определения ФЕС, скин-факторов и оценки энергетического состояния пластов при совместной разработке на основе мониторинга технологических параметров // Инженерная практика. - 2012. - № 2. - с. 38-43
80. Мельников С.И., Гуляев Д.Н., Кременецкий М.И., Кокурина В.В., Кричевский В.М. Решение проблемы интерпретации результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов с гидроразрывом на основе анализа снижения дебита скважин // Нефтяное хозяйство. – 2010. – №12. – с. 45-49
81. Мельников С.И., Кокурина В.В., Кременецкий М.И. Технология контроля совместно разрабатываемых низкопроницаемых пластов в условиях гидроразрыва // SPE Conference Paper, 161970-RU. - 2012. - с. 2-9
82. Мельников С.И., Кокурина В.В., Кричевский В.М., Морозовский Н.А. Подходы к количественной интерпретации ГДИС при длительном мониторинге разработки в условиях низкой информативности традиционных технологий // Инженерная практика. - 2012. - № 8. - с. 6-11
83. Мищенко И.Т. Некоторые вопросы совершенствования механизированных способов добычи нефти. – М.: ВНИИОНГ, 1978. – 44 с.
84. Мусин К.М., Салахов Л.Т., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. Установка для закачки жидкости в нижний пласт и добычи нефти из верхнего пласта. Патент РФ №2325513, 2008
85. Мусин К.М., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. Установка для закачки жидкости в верхний пласт и добычи нефти из нижнего пласта. Патент РФ №2325514, 2008
86. Непримеров Н.Н. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. Том 7. - Казань: Центр инновационных технологий, 2004. - 240 с.
87. Непримеров Н.Н. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. - Казань : КГУ, 1968. - стр. 161
88. Николаев О.С. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработки, внедрение, сервис // Инженерная практика. – 2010. - №1. - с. 78-83
89. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. - М.: Недра, 1977. - 239 с.
90. Парийчук Н.И., Нагуманов М.М., Аминев М.Х.. Скважинная насосная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов. Патент №2405925, 2010
91. Политов М.А. Байпасные системы, компоновки для ОРЭ АО "Новомет-Пермь": опыт внедрения и эксплуатации // Инженерная практика. – 2015. - №02. - с. 86-93
92. Рахимкулов А. И., Куршев А. В., Хужин М. Н. Установка для одновременно-раздельной добычи нефти на скважине № 2984 Арланского месторождения // Научно-технический

- журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – Уфа, 2011. – Вып. 1 (83). – с. 21-26.
93. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. - М., 2002.
 94. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1982. - 368 с.
 95. Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». - 2008. - 551 с
 96. Федеральный горный и промышленный надзор России. Постановление 06.06.2003 №71 (ред. от 30.06.2009)
 97. Федоров В.Н., Мешков В.М., Клюкин С.С., Лушпеев В.А. Способ определения фильтрационных параметров сложнопостроенных коллекторов и многопластовых объектов. Патент РФ №2005100437/03, 2006
 98. Хисамов Р.С., Абдулмазитов Р.Г., Зиятдинов Р.З., Страхов Д.В., Оснос В.Б. Установка для закачки жидкости из водоносного пласта скважины в нефтеносный пласт. Патент №2288353, 2006
 99. Худяков Д.А. ОРЭ скважин с применением дуальных систем // Инженерная практика. – 2012. - №6. – с. 20-24
 100. Хурматуллин Р.Ф., Газаров А.Г., Насибуллина Е.М. Опыт изготовления и эксплуатации установок ОРЭ в Западной Сибири // Инженерная практика. – 2012. - №3. - с. 72-76
 101. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М., Недра, 1965. - 238 с.
 102. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
 103. Шарифов М. З., Леонов В. А., Сальманов Р. Г., Соколов А. Н. и др. Способ одновременно-раздельной добычи нефти из пластов одной скважины с погружной насосной установкой. Патент РФ № 2344274.
 104. Шарифов М.З., Леонов В.А., Гарипов О.М., Сорокин В.В., Азизов Х.Ф. и др. Способ раздельной эксплуатации объектов нагнетательной или добывающей скважины и варианты установки для его реализации. Патент РФ №2328590, 2008
 105. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В2ч. – М.: Нефть и газ, 1995. ч.1. - 586с, ч.2. - 493 с.
 106. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика. - М.: РХД, 2001. – 736 с.
 107. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. - 1945. - p. 228-247

108. 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
109. Bourdet D. Pressure behavior of layered reservoirs with crossflow // SPE California regional meeting, SPE 13628. - 1985
110. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation // Supplement to SPE 12777. - SPE-19215. - 1989
111. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models. 2002. - 426 p.
112. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation, SPE-12777 // SPE Formation Evaluation. - June 1989. – 2. - №. 4. - p. 293-302
113. 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. - p. 346-356
114. Earlougher R.C. Advances in well test analysis // Monograph series, SPE. - 1944
115. Eclipse Technical Description. Schlumberger, 2009. - p. 1696
116. Economides M., Nolte K. Reservoir stimulation. - Chichester : John Wiley & Sons Ltd, 2000. - 3rd : p. 823.
117. Economides M.J., Observations and Recommendations in the Evaluation of Tests of Hydraulically Fractured Wells // SPE. - 1987
118. Fetkovich M.J. Decline Curve Analysis Using Type Curves // Journal of Petroleum Technology. - June 1980. - p. 1065-1077
119. 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 : T. 5. - p. 285-296
120. Gringarten A.C., Reservoir Limit Testing For Fractured Wells // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition. - Houston, Texas. -1978. - SPE-7452
121. Gringarten A.C., Ramey Jr. H.J., Raghavan R. Applied Pressure Analysis for Fractured Wells // SPE 5496. - 1975
122. Horner D.R. Pressure Build-Up in Wells // Proc, Third world Pet. Cong., The Hague Sec. II, 1951 – №9 – 503 -523 p.
123. Kading H.W, Hutchins J.S. Temperature Surveys: The Art of Interpretation. - : American Petroleum Institute. - 1969
124. Katz M.L., Tek M.R. A theoretical study of pressure distribution and fluid flux in bounded stratified porous systems with crossflow // SPE Journal. - March 1962 - p. 68-82
125. Kazemi H. Pressure buildup in reservoir limit testing of stratified systems // JPT - May 1966. - 639-47

126. Kremenetsky M.I., Melnikov S. I., Panarina E. P., Kokurina V. V. New way of individual evaluation of tight comingled reservoirs // SPE Conference Paper. - 171254-MS. – 2014. - p. 2-6
127. Kucuk F., Karakas M., Ayestaran L. Well testing and analysis techniques for layered reservoirs // SPEFE. – October. - 1986 - 335-41
128. Larsen L. Determination of skin Factors and flow capacities of individual layers in two-layered reservoirs // SPE Journal. -11138. -1982
129. Lee J. Well Testing. - 1982. - SPE Textbook Series : Vol. 1
130. Lefkovits H.C. A study of the behavior of bounded reservoirs composed of stratified layers // SPE Journal. - March 1961. - p. 43-58
131. Miller C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A. Jr. Application of build-up curves to determine reservoir pressure and permeabilities. Pet.Eng.1950. - 22, 6.
132. Olivier H., Dibier V. et.all Dynamic data Analysis. Kappa. -2011. - p. 505
133. Schlumberger, C., Schlumberger, M., Leonardon, E.G., Electrical Coring; a Method of Determining Bottom-hole Data by Electrical Measurements // 934237-G SPE Journal Paper 1934
134. Timur A. Producible Porosity and Permeability of Sandstones Investigated through Nuclear Magnetic Resonance Princilpes, The Log Analyst (01, 69), 3-11
135. Warren J., Root P. The behavior of naturally fractured reservoir // SPE 426, 1963