Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук»

С.Г. Вольпин, И.В. Афанаскин, В.А. Юдин, Ю.Б. Чен-лен-сон, Н.П. Ефимова

## ВЕРИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ПОИСКА ЦЕЛИКОВ НЕФТИ

Москва, 2020

#### Рецензенты:

**Федоров В.Н.**, доктор технических наук **Хисметов Т.В.**, доктор технических наук

Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Чен-лен-сон Ю.Б., Ефимова Н.П. Верификация гидродинамических моделей по данным промысловых исследований скважин для поиска целиков нефти - М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2020. – 132 с. ISBN 978-5-93838-091-2

В работе изложена общая схема методики гидродинамического исследования зональной фильтрационной неоднородности пластов для верификации гидродинамических моделей с целью поиска целиков остаточной нефти.

Для демонстрации и тестирования методики коллектив авторов был разбит на две группы. Первая группа создала гидродинамическую модель неоднородного по толщине и по простиранию замкнутого нефтяного пласта, содержащего внутренние непроницаемые границы. Следует подчеркнуть, что эти внутренние границы не прослеживаются по результатам интерпретации сейсмических исследований и по корреляции разрезов скважин. Первая группа передала второй набор данных, описывающих геологическую модель. Вторая группа с использованием этих данных создала гидродинамическую модель с учетом анализа разработки, промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и гидродинамических исследований (ГДИ), пользуясь положениями указанной методики. Эта модель позволила восстановить распределение нефтенасыщенности, близкое к «фактическому», что позволяет локализовать расположение целиков остаточной нефти и спланировать мероприятия по вовлечению их в разработку.

Работа может быть полезна для студентов и аспирантов, специализирующихся в области геологии и разработки нефтяных месторождений и исследований скважин, а также для инженеров и научных работников, главных геологов.

Публикация выполнена в рамках государственного задания ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН - Проведение фундаментальных научных исследований (47 ГП) по теме № 0065-2019-0019 «Создание методики выявления невыработанных зон на нефтяных месторождениях и подсчёта остаточных запасов нефти на основе комплексирования математического моделирования, анализа разработки с исследованиями скважин и пластов» (рег. № АААА-А19-119020190071-7).

> УДК 622.276.1/4(73) ББК 33.361

© ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН

© Вольпин Сергей Григорьевич

© Афанаскин Иван Владимирович

© Юдин Валерий Адольфович

© Чен-лен-сон Юрий Борисович

© Ефимова Наталья Петровна

ISBN 978-5-93838-091-2

### Содержание

Введение
1. Общая схема методики гидродинамического исследования зональной
фильтрационной неоднородности (безамплитудных нарушений и зон
литологического замещения)5
1.1 Описание объекта исследований 5
1.2 Описание методики локализации зон фильтрационной
неоднородности
2. Построение гидродинамической модели по данным промысловых
исследований
2.1 Постановка задачи
2.2 Построение гидродинамической модели первой группой
2.3 Построение гидродинамической модели второй группой 44
Заключение
Литература
Приложение 1. Результаты промыслово-геофизических исследований
скважин
Приложение 2. Диагностические графики гидродинамических исследований
скважин и результаты интерпретации102
Приложение 3. История разработки по скважинам

#### Введение

В последние годы в работах многих отечественных и зарубежных исследователей [1-4, 9] отмечается, что высокопроводящими путями фильтрации или тектоническими экранами могут быть не только высоко- и среднеамплитудные разломы, способные обеспечивать вывод проницаемых пород коллекторов по плоскости разлома к непроницаемым, но и мало- и даже безамплитудные дизъюнктивные дислокации либо зоны литологического замещения.

При этом в большинстве случаев ширина таких аномальных зон много меньше их длины, так что по этому признаку их можно назвать «элементами узкополосной фильтрационной неоднородности». Например, в работах [2, 3] отмечается, что ширина зон трещиноватости, приуроченных к малоамплитудным дизъюнктивным нарушениям, может составлять первые десятки метров.

Такие элементы узкополосной фильтрационной неоднородности в книге [1] названы «латеральными флюидоупорами», под которыми понимаются экраны или высокопроводящие пути фильтрации, имеющие тектоническую, литологическую или стратиграфическую природу, и разделяющие залежь на отдельные блоки. Такое наименование идентично используемому много десятилетий термину, под которым понимаются непроницаемые породы, залегающие выше (покрышка) и ниже проницаемых продуктивных пластов.

В условиях наличия слабо различимых по результатам сейсмических исследований высокопроводящих путей фильтрации или тектонических экранов поиск целиков остаточной нефти, безусловно являющийся важнейшей задачей нефтяной отрасли России, существенно затрудняется. Поэтому в настоящей работе рассмотрена методика верификации гидродинамических моделей по данным промысловых исследований скважин для поиска целиков остаточной нефти.

### 1. Общая схема методики гидродинамического исследования зональной фильтрационной неоднородности (безамплитудных нарушений и зон литологического замещения)

### 1.1 Описание объекта исследований

Представляется, что, с точки зрения гидродинамических приложений, упомянутые во введении мало- и даже безамплитудные дизъюнктивные дислокации либо зоны литологического замещения, являющиеся высокопроводящими путями фильтрации или тектоническими экранами, обладают двумя важными для нас характерными чертами:

- они в плане являются «узкополосными», т.е. их ширина много меньше протяжённости,
- их проницаемость (или проводимость) имеет либо аномально низкие, либо аномально высокие значения, по сравнению с основным объёмом пород.

Поэтому с гидродинамической и геофизической точки зрения их удобнее именовать «элементами узкополосной фильтрационной неоднородности».

Фиксирование таких «безамплитудных» тектонических элементов традиционными геолого-геофизическими методами связано с существенными трудностями. Применяемые инструментальные методы выявления разрывных нарушений различного масштаба (от микротрещин до крупных разломов) ориентированы на исследования либо на микроуровне (керн, шлифы, ГИС), либо на макроуровне (полевые методы разведочной геофизики, палеотектонические, палеогеографические реконструкции и др.) [2-4, 9].

Анализ эффективности традиционных сейсмических методов для выявления мало- или безамплитудных «узкополосных» нарушений [5] показывает, что точность локализации таких нарушений при традиционном подходе невысока, эти интерпретационные приемы оказываются

недостаточно эффективными и могут быть использованы только на качественном уровне [5, 8].

Для выделения малоамплитудных или безамплитудных нарушений в последнее время начали применяться нетрадиционные методы обработки [5-8, 10-15] и измерения [5, 10] сейсмических сигналов, в частности «миграция дуплексных волн» (МДВ).

При анализе подобного типа неоднородности, для повышения достоверности выделения и оценки параметров узкополосных элементов фильтрационной неоднородности, задача специалистов по разработке, гидродинамическим исследованиям и гидродинамическому моделированию может быть сформулирована в следующем виде:

Проведение традиционных промысловых измерений для формирования достоверной обучающей выборки гидродинамических данных, в первую очередь, измерений дебита жидкости и нефти, объёмов закачки вытесняющих агентов;

планирование специальных работ для формирования такой выборки, в первую очередь, исследований методом восстановления давления большой длительности, проведения гидропрослушивания и трассерных исследований [16-21];

сопоставление гидродинамических параметров и выбранных сейсмических атрибутов; установление корреляционных связей между гидродинамическими характеристиками элементов неоднородности и сейсмическими атрибутами; формирование правил выделения указанных элементов неоднородности по сейсмическим атрибутам;

на основании сформулированных правил – выделение узкополосных элементов неоднородности по сейсмическим данным в зонах пласта, где гидродинамических данных недостаточно;

учёт элементов узкополосной фильтрационной неоднородности при корректировке и адаптации гидродинамической модели объекта.

# 1.2 Описание методики локализации зон фильтрационной неоднородности

Далее представлена возможная схема подобной методики.

**Первый** этап решения поставленной задачи является традиционным и общеупотребительным. Он состоит из работ, стандартно проводимых на любом месторождении в начальный период его разработки:

- обобщение имеющихся данных поискового этапа работ,
- обработка и интерпретация данных каротажных и сейсмических исследований традиционными методами,
- анализ и обобщение данных анализа керна,
- интерпретация результатов ГДИ разведочных скважин,
- фациальный, палеотектонический анализ,
- геологическая и геофизическая корреляция отложений,
- все иные доступные геологические и геофизические данные об объекте.

**Результатом первого этапа** должно быть построение предварительной геологической модели объекта без учёта малоамплитудных (малоразмерных) нарушений (неоднородностей) только лишь с выделением традиционных нарушений, характеризующихся значительным смещением пластов.

**На втором этапе** должна быть построена предварительная гидродинамическая модель объекта, на основании тех данных, которые имеются на начальной стадии разработки.

**Третий этап** состоит в выделении малоамплитудных или безамплитудных нарушений по сейсмическим данным на основе результатов нетрадиционных методов обработки [5-8, 10-15] сейсмических сигналов, в частности, «миграции дуплексных волн» (или проведения специальных измерений и последующей специальной обработки их данных [5, 10]), или иными доступными методами специальной обработки сейсмических данных.

Наиболее важен четвёртый этап, на котором, по различным гидродинамическим данным, необходимо:

a) проверить гидродинамическую значимость выявленных по сейсмике малоамплитудных нарушений,

 б) при положительном ответе на первый вопрос - оценить их геометрические и фильтрационные параметры.

Важно отметить, что для того, чтобы «реконструировать» фильтрационную структуру изучаемого объекта с учётом узкополосной фильтрационной неоднородности на всех скважинах, с самого начала их эксплуатации должны проводиться представительные и точные измерения забойных давлений, дебитов нефти, воды, отбор проб с целью регистрации изменений физико-химического состава, а также, периодически - коэффициентов продуктивности.

Кроме того, по имеющимся данным должна быть оценена средняя проницаемость зон, в которых предполагается наличие узкополосной фильтрационной неоднородности.

Необходимо отметить, что настройка сейсмических данных для выделения узкополосной неоднородности производится по результатам измерения дебитов скважин, забойных давлений, результатов специальных гидродинамических исследований, включая ГДИ [23, 27] и трассерные исследования [16-21].

Подобная обучающая выборка может быть достоверной только при отсутствии заколонных перетоков. Их отсутствие должно быть подтверждено соответствующими промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ), а выявленные случаи сообщаемости различных пластов по заколонному пространству - ликвидированы в результате соответствующих ремонтных работ.

Зоны предполагаемого наличия узкополосных элементов неоднородности (малоамплитудных и безамплитудных тектонических нарушений) разбиваются на три категории:

- низкопроницаемые (проницаемость – 5-10 мД),

среднепроницаемые (проницаемость – порядка 100 мД),

- высокопроницаемые (проницаемость 1000 мД и выше).

Предполагаемые узкополосные элементы фильтрационной неоднородности (малоамплитудные и безамплитудные тектонические нарушения) наносятся на карту разработки.

В каждой из выделенных зон проводится сравнение начальных дебитов и кривых обводнённости для скважин:

а) попадающих в полосу предполагаемого нарушения;

 б) скважин, отстоящих от предполагаемого нарушения менее чем:
на 100 м для низкопроницаемых зон, на 500 м для среднепроницаемых зон и на 1000 м для высокопроницаемых зон;

в) скважин, отстоящих от предполагаемых нарушений (и уже выявленных на первых этапах границ объекта), более, чем на указанные выше расстояния для каждого из типов зон.

Далее возможно несколько вариантов:

 Если скважины групп а) и б) имеют более высокие дебиты и характеризуются гораздо более ранним и быстрым нарастанием обводнённости, чем скважины группы в), то можно сделать вывод, что нарушение действительно существует и имеет проницаемость намного выше, чем вмещающая основная часть пласта.

2. Если скважины группы а) имеют гораздо более низкие дебиты, чем скважины групп б) и в), и характеризуются гораздо более поздним нарастанием обводнённости, чем скважины группы в), или даже отсутствием воды в продукции в течение длительного времени, то можно сделать вывод, что нарушение, скорее всего, существует и имеет проницаемость намного ниже, чем вмещающая основная часть пласта.

 Никакого различия в значениях дебитов, виде кривых обводнённости между всеми тремя группами скважин не наблюдается. Это свидетельствует о том, что:

 нарушение гидродинамически незначимо и пласт ведёт себя как однородная среда,

 нарушение представляет собой узкую непроницаемую границу, незначительно влияющую на разработку (например, ввиду малой её протяжённости или расположения на значительном удалении от пробуренных скважин).

Для уточнения этих выводов и оценки положения границ узкополосной фильтрационной неоднородности, в скважинах групп а) и б) проводятся длиннопериодные измерения кривых восстановления (падения) давления, либо анализ добычи (АД) или Rate Transient Analysis (RTA) в английской терминологии [40].

При этом выбор скважин для проведения таких исследований определяется предварительными сведениями о свойствах пород в основной части пласта и в пределах полосы, которые получены при анализе кривых историй скважин. При выборе скважин, в которых за разумное время могут быть получены достаточно достоверные результаты, следует учесть данные, полученные при гидродинамическом моделировании различных ситуаций для зон разной проницаемости, в которых расположены предполагаемые узкополосные элементы фильтрационной неоднородности:

1. В низкопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия непронииаемой полосы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне этой полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно при расстоянии от скважины полосы менее 100 только ЛО М. предпочтительнее – менее 50 м.

2. В зонах со средним значением проницаемости уверенное обнаружение наличия *непроницаемой* полосы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно

только при расстоянии от скважины до полосы менее 500 м, предпочтительнее – 250 м.

3. В высокопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия непроницаемой полосы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно только при расстоянии до полосы менее 1000 м, предпочтительнее – 500 м.

4. В низкопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия *слабопроницаемой* границы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне границы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) невозможно.

5. В зонах со средним значением проницаемости уверенное обнаружение наличия *слабопроницаемой* границы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне границы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно только при расстоянии до границы менее 100 м, предпочтительнее – менее 50 м, и значении коэффициента фильтрации через границу *α* не менее 0.1 д.ед.

6. В высокопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия *слабопроницаемой* границы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне границы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно только при расстоянии до границы менее 500 м, предпочтительнее – 250 м, и значении коэффициента фильтрации *α* не менее 0.05 д.ед.

7. В низкопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия высокопроницаемой полосы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) невозможно.

8. В зонах со средним значением проницаемости уверенное обнаружение наличия *высокопроницаемой* полосы по результатам

исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) невозможно.

9. В высокопроницаемых зонах уверенное обнаружение наличия тонкой *высокопроницаемой* полосы по результатам исследования методом восстановления давления скважины, находящейся вне полосы, за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) возможно только при расстоянии до полосы менее 100 м, предпочтительнее – менее 50 м, и отношении проводимостей полосы и пласта не более 0.05.

10. В низкопроницаемых пластах уверенное обнаружение высокопроницаемой трещиноватой полосы по результатам исследований методом восстановления давления за разумное с технологической точки зрения время (30-50 сут.) при нахождении скважины как внутри коридора, так и за его пределами, возможно при расстоянии от скважины до границы коридора порядка 100 м, предпочтительнее – менее 50м, и малом влиянии эффекта ствола скважины.

Грубо говоря, для исследований методом восстановления давления следует выбирать скважины, либо находящиеся в самой полосе, либо в непосредственной близости к ней, желательно, не далее 100 м, предпочтительнее – менее 50 м. При этом, если проницаемость пород в основной части объекта или полосе менее 10 мД, то целесообразность проведения исследований в участках такой проницаемости методом восстановления давления сомнительна.

Для той же цели между скважинами групп а) и б) **проводятся** исследования методом гидропрослушивания.

При этом выбор скважин для проведения таких исследований определяется предварительными сведениями о свойствах пород в основной части пласта и в пределах полосы, полученных при анализе кривых истории скважин. При выборе скважин, в которых за разумное время могут быть получены достаточно достоверные результаты, следует учесть данные,

полученные при гидродинамическом моделировании различных ситуаций на Этапе 2 для зон разной проницаемости, в которых расположены предполагаемые узкополосные элементы фильтрационной неоднородности:

1. При наличии в пласте непроницаемой условно бесконечной гранииы в результате проведения исследования методом гидропрослушивания в диапазоне проницаемостей 5-1000 мД возможно получение отклика в реагирующей скважине на изменение режима работы возмущающей скважины при расстоянии от возмущающей скважины до границы 100-1000 м и угле между линией, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, и перпендикуляром, опущенным из возмущающей скважины на границу 90-180°. При этом для уверенного обнаружения непроницаемой границы время исследования должно составлять для пласта проницаемости 5 мД – 500 сут. (21 мес.), 100 мД – 130 сут. (4 мес.), 1000 мД – 10 сут.

2. При наличии в пласте непроницаемой, условно полубесконечной, границы большой протяженности в результате проведения исследования методом гидропрослушивания в диапазоне проницаемостей 5-1000 мД возможно получение отклика в реагирующей скважине на изменение режима работы возмущающей скважины при расстоянии от линии, соединяющей возмущающую и реагирующую скважины, до конца полубесконечной границы, равном 100-1000 м. При этом для уверенного обнаружения непроницаемой границы время исследования должно составлять для пласта проницаемости 5 мД – 400 сут. (13 мес.), 100 мД – 100 сут. (3 мес.), 1000 мД – 10 сут.

3. Перед проведением ГДИ обязательно необходимо проводить предварительное численное или аналитическое моделирование исследований с учетом априорной информации для определения целесообразности проведения исследования (в соответствии с выбранной целью) и уточнении времени проведения ГДИ.

Грубо говоря, если проницаемость пород в основной части залежи или в полосе нарушения менее 10 мД, то проведение результативного гидропрослушивания становится достаточно проблематичным.

В общем виде методические рекомендации к проведению обоих видов исследований выглядят следующим образом:

 На результаты большое влияние могут оказывать процессы в стволе скважины, поэтому рекомендуется проводить исследования методом восстановления давления с закрытием скважины на забое.

2. На результаты ГДИ большое влияние могут оказывать изменения режимов работы соседних скважин, поэтому рекомендуется не менять режимы работы скважин, окружающих возмущающую и реагирующую скважины, как в процессе самих длительных ГДИ, так и за некоторое время до их начала. При планировании исследований рекомендуется оценить влияние изменения режимов работы окружающих скважин на результат исследования, сформулировать требования на постоянство режимов для работников промысловых служб.

3. Ввиду большой сложности строения реальных пластов и охвата исследованиями значительной площади в процессе длительных ГДИ рекомендуется проводить интерпретацию исследований с обязательным использованием численных моделей. Применение таких моделей совершенно необходимо, если за время исследования режим работы окружающих скважин каким-то образом изменялся по техническим или организационным причинам.

При благоприятном сочетании параметров пород в полосе и расстояний до попавших в полосу скважин по данным КВД и гидропрослушивания скважин, попавших в полосу, возможно определить гидропроводность и пьезопроводность пород в полосе.

Если проницаемость пород в полосе достаточно высока (средне- и высокопроницаемые породы), то выбираются скважины для проведения уточняющих трассерных исследований [16–21]. Для закачки трассера

выбираются нагнетательные скважины из группы a), либо из группы б), но расположенные как можно ближе к полосе.

При такой ситуации основная часть закачанного трассера может быть отобрана в реагирующих добывающих скважинах за разумное время (1-3 мес.) [16–21]. Появление трассера в добывающих скважинах, расположенных в самой полосе, подтверждает факт проницаемости пород полосы.

В этой ситуации интерпретация трассерных исследований может быть проведена с использованием достаточно простых моделей типа трубок тока [16, 21].

Время прихода отдельных порций трассера легко позволяет оценить проницаемость трубки тока. Количество трассера, прошедшего по каждой трубке тока, вычисляется по площади под зарегистрированным пиком [21].

При суммировании по всем трубкам может быть вычислен суммарный эффективный объём исследуемого участка пласта, в частности, той части полосы выявленного безамплитудного нарушения, которая вовлечена в исследование. При делении полученного эффективного объёма исследуемой части пласта на весь объём горной породы участка вычисляется его динамическая пористость [16-21].

Далее можно оценить и охват участка (полосы) процессом вытеснения, если известна открытая пористость исследуемой части пласта (пород в полосе) [16-21].

Амплитуда концентрации в пике может, в принципе, использоваться как показатель расхода, причём очень чувствительный. Например, при использовании трития можно определить расход по трубке, равный всего 10-5% общего расхода [21].

В водоносных или полностью обводнённых пластах (полосе) по кривой C(t), «концентрация - время», можно определить вид распределения трубок по проницаемости, а в нефтеносных пластах на вид кривой C(t) влияют и иные факторы, что делает решение такой задачи в данной модели некорректным.

Вид кривой C(t) позволяет качественно определить вид динамики обводнения изучаемой части пласта (полосы), различая следующие ситуации: обводнение по одной наиболее проницаемой трубке тока; пласт полностью обводнился; пласт состоит из двух изолированных объектов, один из которых промыт, а по второму идёт вытеснение нефти; идёт нормальная выработка одного однородного пласта [16-21].

Таким образом, в случае достаточно высокой проницаемости полосы безамплитудного нарушения применение простейшей методики трассерных исследований и простых приёмов интерпретации их данных позволяет получить оценку ряда параметров полосы (проницаемость и её распределение, расход, степень выработки пород в полосе и т.п.), дополняющих данные КВД и гидропрослушивания.

Следует учесть, что при дискретном распределении проницаемости трубок достаточно различия в их проницаемости всего в несколько процентов, чтобы кривая «концентрация - время» состояла из отдельных пиков. Поэтому наблюдаемые кривые C(t) всегда будут иметь «тонкую» структуру и время, в течение которого может быть зарегистрирован отдельный пик, варьирует от нескольких часов до нескольких суток. Поэтому применяемая и по сей день методика отбора проб раз в несколько суток в произвольное время даёт искажённую кривую C(t) [21].

Следовательно, для поставленной выше цели кривую «концентрация - время» в трассерных исследованиях необходимо измерять предельно часто.

Олнако следует принять BO внимание, что интерпретация методов гидродинамических перечисленных исследований ПО отдельности не обеспечивает достоверного выделения нарушений. Только комплексный анализ всех гидродинамических данных по зоне наличия предполагаемого узкополосного элемента неоднородности позволяет это нарушение обнаружить [24–27]. Поэтому фактически обнаружение узкополосного элемента неоднородности сводится к созданию

полной гидродинамической модели локального участка пласта, где наличие такого элемента неоднородности предполагается.

Поскольку эффективность всех трёх перечисленных методов исследования ограничена значением проницаемостей пород в пласте и в полосе нарушения, а также расстоянием до исследуемой полосы, то очевидно, что уточнить границы предполагаемых полос и их параметры удастся далеко не для всех полос (нарушений), выделенных по сейсмическим данным.

Кроме того, в зависимости от сочетания геометрии расположения скважин и полосы, свойств пород в основной части пласта и в полосе эффективность применения перечисленных выше специальных методов гидродинамических исследований будет различна в разных частях объекта. В ряде случаев удастся лишь подтвердить гидродинамическую значимость полосы, в некоторых - подтвердить установленную по иным данным геометрию (бесконечная непроницаемая граница, полубесконечная граница, высокопроводящая полоса и т.п.) и лишь в некоторых случаях - определить полосе eë параметры пород В или тип порового пространства (трещиноватость, например).

необходим следующий, 5 Поэтому этап **уточнение** гидродинамической модели исследуемого участка, чтобы результаты моделирования согласовывались со всей совокупностью гидродинамических работы скважин. результатами КВЛ. ланных: историями гидропрослушивания И трассерных исследований, проведенным на отдельных скважинах или частях объекта.

Ввиду неполноты и отрывочности гидродинамической информации такое соответствие можно обеспечить лишь «в среднем».

Решение может быть найдено при использовании подхода, предложенного в работе [22]. Для этого общего подхода, заимствованного из теории оптимального управления, исследователь должен определить три элемента:

 математическую модель процесса (например, распространения импульса давления или оторочки индикатора),

целевую функцию, определяющую критерий
удовлетворительного решения задачи; обычно - это квадратичное отклонение
экспериментальных и расчётных данных,

 метод нахождения экстремума целевой функции, обычно минимума квадратичного функционала отклонений экспериментальных и расчётных данных.

Если эти элементы определены, то в приложении к случаю узкополосной неоднородности, оценка её геометрических параметров будет состоять в следующем [22, 23, 27]:

 Задать ориентировочно начальные геометрические параметры полосы - уравнения границ; координаты угловых точек; угол ориентации и т.п.

– На основании известных параметров: пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность и т.д.), замеренных темпов и объёмов нагнетания воды, технологических характеристик проведения ГДИ и трассерных исследований по выбранным математическим моделям рассчитать величины, которые измеряются экспериментально, а именно: давления и дебиты добывающих скважин; накопленную добычу по скважинам и участку в целом; показания КВД (или КПД); показания при гидропрослушивании в реагирующей скважине; кривые «концентрация время» в скважинах, в которых отбирается трассер.

– Вычислить целевую функцию, в данном случае - взвешенную сумму квадратов отклонений расчетных и экспериментальных указанных выше измеряемых величин. При этом каждому методу соответствует заранее определённый исследователем свой вес, отражающий степень чувствительности данных этого метода к искомым геометрическим и фильтрационным параметрам пласта и полосы нарушения.

 Если значение целевой функции меньше заранее выбранного порога - то вычисления прекращаются, и заданные геометрические и фильтрационные характеристики полосы (полос) принимаются за наиболее достоверные оценки.

 Если значение целевой функции больше заранее выбранного порога, то находится такой набор искомых параметров нарушения, при котором целевая функция минимальна.

Методы нахождения минимума квадратичного функционала детально разработаны в теории оптимального управления [22].

При этом минимизируемый функционал представляет собой просуммированные по скважинам суммы квадратов отклонений теоретических и экспериментальных кривых - давлений, дебитов, КВД, кривых гидропрослушивания, кривых концентрация-время. Суммы для каждой из этих величин умножаются на соответствующий, заранее определённый, весовой множитель, выбираемый исследователем исходя из чувствительности метода к изменению геометрии и свойств полосы.

Реализация подобного подхода требует использования либо одного многофункционального гидродинамического симулятора, либо набора симуляторов, позволяющих рассчитывать, как обычные показатели разработки исследуемого участка пласта при различных гипотезах о геометрических параметрах полосы нарушения, так и показания методов ГДИ и трассерных исследований.

Следующий, **6 этап - это уточнение сейсмических атрибутов,** используемых для прогноза узкополосной неоднородности (мало- и безамплитудных нарушений).

Картирование узкополосной неоднородности возможно при использовании различных сейсмических атрибутов. По существу, любой из них должен быть «настроен» по результатам предыдущих этапов. Иными словами, критерии картирования мало- и безамплитудных нарушений должны быть скорректированы по результатам сопоставления сейсмического

прогноза с данными разработки и специальных гидродинамических исследований (длиннопериодных КВД, гидропрослушивания). закачки трассеров. Пелью сейсмического прогноза является выделение полосообразных неоднородностей со свойствами, отличными от свойств основной части пласта. Поэтому для настройки сейсмических атрибутов целесообразно использовать отношения различных параметров пород в основной части пласта и в полосе: продуктивностей скважин; времён достижения определённого уровня обводнённости продукции, например, в 50%: 10%. 30%. гидропроводностей; пьезопроводностей; средних проницаемостей. Должны быть также сопоставлены значения выбранного атрибута и положения границ полос, в тех случаях, когда их удалось определить.

На основании этих данных прогноз расположения и свойств зон узкополосной неоднородности может быть уточнён.

Результаты 6 этапа могут быть использованы при решении различных задач разработки на ещё не разбуренных участках исследуемого объекта.

Следует подчеркнуть, процедура 4-6 этапов что является итерационной, особенно в период разбуривания залежи или её участка. По мере появления новых скважин, располагающихся в районе локализации предполагаемых узкополосных неоднородностей, новых данных по их разработке, повторений процедур проведения и анализа данных специальных исследований гилролинамических критерии вылеления мало-И безамплитудных нарушений будут уточняться. Соответственно, прогноз их расположения и свойств, рекомендации по оптимизации схемы разработки будут корректироваться. В период интенсивного разбуривания объекта такая корректировка может происходить, например, раз в полгода.

Необходимо отметить, что проницаемость (проводимость) узкополосных элементов неоднородности может изменяться в процессе разработки [1, 23-26]. Поэтому даже по завершении разбуривания объекта и процедуры локализации узкополосных элементов, их фильтрационные

свойства необходимо периодически контролировать. Это означает, что работы 4-го и 5-го этапа следует выполнять с определённой периодичностью, примерно раз в 2-3 года. При этом должны быть выданы и рекомендации по изменению режимов работы скважин и проведению иных мероприятий, обеспечивающих оптимальность разработки при изменении фильтрационной структуры объекта.

Таким образом, при учёте существования мало- и безамплитудных нарушений корректировка технологических решений по разработке должна производиться гораздо чаще, чем это общепринято для традиционного строения залежей. Подобный АДАПТИВНЫЙ подход к оптимизации разработки месторождений углеводородов сложного строения не является новым, одна из первых монографий в этом направлении опубликована ещё 25 лет тому назад [23].

Следует отметить, что описанная выше методика связана с большим объёмом модельных расчётов, в которых должны учитываться как наличие узких полос с резко аномальными фильтрационными параметрами, так и трассеров небольшой толщины. Для этого необходимо оторочки использование достаточно сложных алгоритмов создания расчётных сеток адаптивного типа, предусматривающих, к сгущение TOMY же, пространственной сетки районе расположения В таких узких неоднородностей. Далеко не все существующие программные комплексы позволяют это сделать. Стоимость таких комплексов очень высока. Однако, учитывая значительную распространённость и роль элементов узкополосной фильтрационной неоднородности разработки для месторождений углеводородов в различных районах нашей страны (Коми, Западная Сибирь, Предкавказье и др.) использование такого сложного и дорогостоящего программного обеспечения будет и необходимо и оправдано.

### 2. Построение гидродинамической модели по данным промысловых

### исследований

### 2.1 Постановка задачи

Как было изложено в главе 1, для построения гидродинамической модели месторождения с целью определения неоднородностей, которые могут оказаться зонами повышенной нефтенасыщенности (целиками), необходимо керновые данные, данные, полученные по сейсмическим исследованиям и геофизическим исследованиям скважин в открытом стволе дополнить (ГИС). результатами анализа разработки, промысловоисследований скважин геофизических (ПГИ), гидродинамических исследований скважин (ГДИ) и трассерных исследований.

Для демонстрации и тестирования методики гидродинамического исследования зональной фильтрационной неоднородности (безамплитудных нарушений и зон литологического замещения), изложенной в главе 1, коллектив авторов данной работы был разбит на две группы. Первая группа создала гидродинамическую модель неоднородного по толщине и по простиранию замкнутого нефтяного пласта, содержащего внутренние непроницаемые границы. Следует подчеркнуть, что эти внутренние границы не прослеживаются ПО результатам интерпретации сейсмических исследований и по корреляции разрезов скважин. Они могут быть выявлены по данным анализа разработки и ГДИ. При этом было принято две зависимости пористости от проницаемости – по керну и по ГДИ. В расчетах истории разработки использовалась зависимость по ГДИ. Первая группа передала второй набор данных, описывающих геологическую модель. Вторая была с использованием этих группа должна ланных создать гидродинамическую модель с учетом анализа разработки, ПГИ и ГДИ пользуясь положениями методики из главы 1.

Описанные работы проводились с помощью ПО компании Kappa Engineering.

### 2.2 Построение гидродинамической модели первой группой

Рассмотрим гидродинамическую модель однопластового нефтяного месторождения, созданную первой группой. Для ее создания использовалась информация об одном из месторождений Западной Сибири.

Месторождение нефтяное.

На месторождении разрабатывается один пласт - IX.

Коллектор поровый, терригенный.

Фильтрации двухфазная – нефть и вода.

Залежь нефти сводовая, тектонически экранированная, разделена непроницаемым разломом на две части – северную и южную. Все границы пласта непроницаемы. Пласт оконтурен изогипсой 3380 м, рис. 2.2.1.

Пласт разрабатывается 17 скважинами. Из них 4 нагнетательных (№№ 3, 6, 12, 13) и 13 добывающих (№№ 1, 2, 4, 5, 7-11, 14-17).

Пласт хорошо выдержан по толщине.

Дата начала разработки – 01.01.1990 г. Конец истории разработки – 01.01.2004 г. (всего - 14 лет).

На приведенной на рис. 2.2.1 структурной карте по кровле продуктивного пласта IX добывающие скважины показаны коричневым цветом, нагнетательные – синим цветом. Красным цветом показаны внутренние непроницаемые границы (разломы). Внешняя граница пласта (коричневая линия), представленная изогипсой 3380 м, так же непроницаема. На карту наложена квадратная сетка с шагом 170 м (тонкие черные линии) для удобства ее оцифровки в гидродинамическом симуляторе - Rubis Kappa Engineering.

Начальная пластовая температура на глубине 3380 м (AO) составляет 149°С. Начальное пластовое давление на глубине 3380 (AO) м составляет 33.9 МПа.

Объемный коэффициент воды – 1.01 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Вязкость воды (динамическая) в пластовых условиях – 0.34 мПа·с. Коэффициент сжимаемости воды – 1.7·10<sup>-4</sup> 1/МПа.



Рис. 2.2.1 Структурная карта по кровле пласта IX

Объемный коэффициент нефти – 1.45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Вязкость нефти (динамическая) в пластовых условиях – 0.39 мПа·с. Коэффициент сжимаемости нефти – 1.97·10<sup>-3</sup> 1/МПа. Давление насыщения нефти газом (при пластовой температуре) – 18.5 МПа. Растворимость газа в нефти (при начальном пластовом давлении и температуре) – 176 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Плотность нефти при стандартных условиях – 815 кг/м<sup>3</sup>. Плотность воды при стандартных условиях – 1056 кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент сжимаемости пор – 4.7 · 10<sup>-4</sup> 1/МПа.

Данные о свойствах флюидов заданы независящими от давления и температуры (константами). Пренебречь зависимостью свойств флюидов от давления и температуры в данном случае возможно, так как принято, что температура пласта в процессе разработки существенно не изменяется, а пластовое давление не падает ниже давления насыщения, следовательно, в пласте выделения газа не происходит.

Объемные коэффициенты нефти и воды, а также пористость являются линейными функциями давления (пласт упругий, флюиды – слабосжимаемые жидкости).

На рис. 2.2.1 приведена структурная карта по кровле пласта IX. При оцифровке этой карты введены данные о глубине залегания кровли пласта в точках пересечения изогипс и сетки, нанесенной на карту тонкими черными линиями.

Всего пласт содержит 7 пропластков которые нумеруются сверху вниз от 1 до 7. Разбиение пласта по пропласткам получено с путем интерпретации ГИС с последующей корреляцией продуктивных интервалов в межскважинном пространстве. Толщина пласта по слоям в скважинах приведена в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Номер	Толщина пласта по слоям, м							
скважины	1	2	3	4	5	6	7	1-7
1	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
2	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
3	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
4	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
5	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
6	3.8	3.0	2.6	2.3	1.9	1.5	2.3	17.3
7	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
8	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
9	3.8	3.0	2.6	2.3	1.9	1.5	2.3	17.3
10	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
11	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
12	3.8	3.0	2.6	2.3	1.9	1.5	2.3	17.3
13	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
14	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9
15	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
16	2.6	2.1	1.8	1.6	1.3	1.1	1.6	12.1
17	1.5	1.2	1.1	0.9	0.8	0.6	0.9	6.9

Толщина пласта по слоям в скважинах

В столбце «1-7» табл. 2.2.1 и далее в остальных таблицах приведены данные по скважинам в целом (по всем слоям).

При построении карт глубины кровли пласта IX и толщины пропластков использовалась линейная интерполяция.

Для прослеживания изменения свойств в пласте по толщине был задан разрез по линии скважин №№ 1-3-6-7-9-13-17.

Пористость и доля коллектора (песчанистость – Net to gross, NTG) по слоям в скважинах получены по результатам интерпретации ГИС и приведены в табл. 2.2.2 и 2.2.3 соответственно.

Таблица 2.2.2

Номер		Пористость пласта по слоям, д.ед.						
скважины	1	2	3	4	5	6	7	1-7
1	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
2	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
3	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
4	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
5	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
6	0.200	0.173	0.187	0.200	0.187	0.187	0.173	0.188
7	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
8	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
9	0.200	0.173	0.187	0.200	0.187	0.187	0.173	0.188
10	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
11	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
12	0.200	0.173	0.187	0.200	0.187	0.187	0.173	0.188
13	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
14	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075
15	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
16	0.140	0.121	0.131	0.140	0.131	0.131	0.121	0.132
17	0.080	0.069	0.075	0.080	0.075	0.075	0.069	0.075

Пористость пласта по слоям в скважинах

Проницаемость пласта (для передачи второй группе) оценена по корреляции между проницаемостью и пористостью, полученной по данным керн-ГИС, рис. 2.2.2. Результаты этой оценки приведены в табл. 2.2.4.

Таблица 2.2.3

Номер	Лоня коллектора по слоям дел							
скважины	1	2	3	4	5	6	7	1-7
1	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
2	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
3	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
4	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
5	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
6	1.000	0.867	0.933	1.000	0.933	0.933	0.867	0.936
7	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
8	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
9	1.000	0.867	0.933	1.000	0.933	0.933	0.867	0.936
10	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
11	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
12	1.000	0.867	0.933	1.000	0.933	0.933	0.867	0.936
13	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
14	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749
15	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
16	0.900	0.780	0.840	0.900	0.840	0.840	0.780	0.843
17	0.800	0.693	0.747	0.800	0.747	0.747	0.693	0.749

Доля коллектора (NTG) по слоям в скважинах





Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости получен по результатам анализа керна, принимается постоянным по толщине и по площади и составляет 0.1 д.ед.

Таблица 2.2.4

Номер	Проницаемость пласта, оцененная по корреляции керн-ГИС, мД							
скважины	1	2	3	4	5	6	7	1-7
1	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
2	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
3	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
4	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
5	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
6	37.0	25.9	31.0	37.0	31.0	31.0	25.9	31.8
7	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
8	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
9	37.0	25.9	31.0	37.0	31.0	31.0	25.9	31.8
10	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
11	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
12	37.0	25.9	31.0	37.0	31.0	31.0	25.9	31.8
13	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
14	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0
15	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
16	16.6	13.0	14.7	16.6	14.7	14.7	13.0	14.9
17	7.5	6.5	7.0	7.5	7.0	7.0	6.5	7.0

Проницаемость пласта, оцененная по корреляции между проницаемостью и пористостью, полученной по данным керн-ГИС

Корреляция между проницаемостью и пористостью по данным ГИС-ГДИ:

$$\log\left(k\right) = 10.567 \ m + 0.1819, \tag{2.2.1}$$

где *k* – абсолютная проницаемость по ГДИ (мД), *m* – пористость по ГИС (д.ед.). Эту корреляцию вторая группа должна была восстановить по ГДИ.

При построении карт пористости и доли коллектора использовался метод интерполяции «Крикинг» с радиусом поиска 1000 м.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) нефти и воды приведены на рис. 2.2.3. Предполагается, что они получены по результатам специального анализа керна. Эти функции были переданы второй группе.



для нефти (kro) и воды (krw) по «керну»

При создании ОФП по воде и нефти соответственно использовались следующие корреляционные функции:

$$k_{rw} = A \left(\frac{S - S_{wcr}}{1 - S_{wcr}}\right)^{\alpha}, \qquad (2.2.2)$$

$$k_{ro} = B \left( \frac{1 - S_{owcr} - S}{1 - S_{owcr} - S_{wcr}} \right)^{\rho}, \qquad (2.2.3)$$

где *S* - водонасыщенность,  $S_{wcr}$  – насыщенность связанной водой,  $S_{owcr}$  - насыщенность остаточной нефтью при вытеснении нефти водой. При этом приняты следующие значения параметров корреляции: A = 0.7,  $\alpha = 3.0$ ,  $S_{wcr} = 0.2$  д.ед., B = 1.0,  $\beta = 1.5$ ,  $S_{owcr} = 0.2$  д.ед.

Капиллярным давлением пренебрегается.

Реально использовавшиеся при моделировании первой группой ОФП приведены на рис. 2.2.4. Их вторая группа должна была восстановить при адаптации модели.



Рис. 2.2.4 Реально использованные функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для нефти (*kro*) и воды (*krw*)

На начальный момент времени пласт насыщен связанной водой и подвижной нефтью.

Работающие интервалы перфорации по слоям приведены в табл. 2.2.5. Смоделированные ПГИ для передачи второй группе приведены в Приложении 1.

Глубина кровли и подошвы продуктивного пласта приведена в табл. 2.2.6.

При проведении работ принят радиус скважины 0.1 м.

По скважинам №№ 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 17 предполагалось проведение ГДИ или анализа добычи, поэтому для них скин-фактор задан отличным от нуля. Скин-фактор по тем скважинам, где нет ГДИ и анализа добычи, принимается равным нулю.

Номер	Работающие интервалы перфорации						
скважины	1	2	3	4	5	6	7
1		+	+	+	+	+	
2		+	+		+	+	+
3	+	+	+	+	+	+	+
4	+		+	+		+	+
5		+	+		+	+	+
6	+	+	+	+	+	+	+
7	+	+	+			+	+
8		+	+	+	+	+	
9	+	+	+		+	+	+
10	+	+			+	+	+
11	+		+	+	+	+	+
12	+	+	+	+	+	+	+
13	+	+	+	+	+	+	+
14			+	+	+	+	+
15	+	+		+	+		+
16	+	+	+	+	+		
17		+	+	+	+	+	

Работающие интервалы перфорации по слоям в скважинах

При расчете фильтрационно-емкостных свойств по скважине были соблюдены следующие правила:

- 1. Толщина пласта в районе скважины рассчитывалась как сумма толщин по пропласткам (слоям).
- 2. Доля коллектора в районе скважины рассчитывалась как средневзвешенная по толщине.
- Эффективная толщина пропластка в районе скважины вычислялась как его общая толщина, умноженная на долю коллектора.
- Эффективная толщина пласта в районе скважины рассчитывалась как сумма эффективных толщин по пропласткам (слоям).
- 5. Пористость пласта в районе скважины рассчитывалась как средневзвешенная по эффективной толщине.

 Проницаемость пласта в районе скважины рассчитывалась как средневзвешенная по эффективной толщине.

Таблица 2.2.6

Howen	Глубина продуктивного пласта					
Помер	(AO)					
скважины	Кровля, м	Подошва, м				
1	3375.7	3382.6				
2	3377.8	3384.8				
3	3369.8	3381.9				
4	3370.6	3381.3				
5	3366.2	3378.2				
6	3360.0	3377.3				
7	3363.9	3376.0				
8	3374.5	3381.5				
9	3360.0	3377.3				
10	3371.6	3378.7				
11	3372.6	3379.6				
12	3360.0	3377.3				
13	3365.6	3377.7				
14	3374.3	3381.3				
15	3367.2	3379.3				
16	3363.4	3375.6				
17	3377.4	3384.5				

Глубина кровли и подошвы продуктивного пласта

При задании скважин было указано управление по дебиту жидкости (для добывающих скважин) или по закачке воды (для нагнетательных скважин) и ограничение по минимальному (для добывающих скважин) или максимальному (для нагнетательных скважин) забойному давлению.

Поэтому дебит жидкости и закачка воды изменяются во времени.

Минимальное забойное давление в добывающих скважинах 30.9 МПа.

Максимальное забойное давление в нагнетательных скважинах 36.9 МПа.

Заданные и рассчитанные показатели работы скважин приведены в Приложении 3.

Внешний вид и фильтрационно-емкостные свойства модели приведены на рис. 2.2.5-2.2.13:

- На рис. 2.2.5 внешние границы пласта, непроницаемые разломы, расстановка скважин в модели и линия разреза.
- 2. На рис. 2.2.6 расчетная сетка модели (2D), вид сверху.
- 3. На рис. 2.2.7 расчетная сетка модели (3D), для наглядности масштаб по оси Z увеличен в 12 раз.
- 4. На рис. 2.2.8 куб (3D массив) доли коллектора (NTG) в д.ед., масштаб по оси Z увеличен в 12 раз.
- 5. На рис. 2.2.9 распределение доли коллектора (NTG) в д.ед. по разрезу пласта вдоль линии скважин №№ 1-3-6-7-9-13-17.
- На рис. 2.2.10 куб (3D массив) пористости в д.ед., масштаб по оси Z увеличен в 12 раз.
- 7. На рис. 2.2.11 распределение пористости в д.ед. по разрезу пласта вдоль линии скважин №№ 1-3-6-7-9-13-17.
- На рис. 2.2.12 куб (3D массив) проницаемости по данным ГИС-ГДИ в мД, масштаб по оси Z увеличен в 12 раз.
- 9. На рис. 2.2.13 распределение проницаемости по данным ГИС-ГДИ в мД по разрезу пласта вдоль линии скважин №№ 1-3-6-7-9-13-17.







Рис. 2.2.6 Расчетная сетка модели. 2D. Вид сверху



Рис. 2.2.7 Расчетная сетка модели. 3D. Масштаб по оси Z увеличен в 12 раз












Рис. 2.2.12 Куб (3D массив) проницаемости по данным ГИС-ГДИ в мД. Масштаб по оси Z увеличен в 12 раз





В результате своей работы первая группа передала второй следующий список исходных данных для построения модели:

- 1. Общее описание пласта.
- 2. Глубины кровли и подошвы продуктивного пласта по всем скважинам.
- Структурная карта по кровле продуктивного пласта (без внутренних непроницаемых границ, которые вторая группа должна была восстановить по результатам анализа разработки и ГДИ).
- 4. Разделение пласта на пропластки по скважинам. Толщину пропластков в скважинах.
- 5. Пористость по пропласткам в скважинах.
- 6. Доля коллектора (песчанистость NTG) по пропласткам в скважинах.
- Корреляция абсолютной проницаемости с пористостью по данным керн-ГИС. Вторая группа должна была уточнить ее по данным ГДИ.
- 8. Коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости.
- 9. Способы интерполяции ФЕС в межскважинном пространстве.
- 10.ПГИ по всем скважинам (Приложение 1) в составе: дебитометрия, термометрия, влагометрия. По этим данным второй группе следовало определить работающие интервалы перфорации. Также их можно было использовать при адаптации.
- 11.ОФП по «керну». Реальные ОФП второй группе следовало восстановить в процессе адаптации модели.
- 12. PVT свойства флюидов.
- 13. Начальные условия и способ инициализации модели.
- 14.ГДИ по скважинам №№ 1, 4, 8, 10, 11, 14, 17 (Приложение 2). В процессе анализа разработки втора группа дополнительно запросила ГДИ по скважинам №№ 2, 3, 6, 7, 9, 12 (Приложение 2). Результаты этих ГДИ приведены на рис. 2.2.14.
- 15.База пластовых давлений по скважинам по годам.
- 16.История разработки (Приложение 3).



Рис. 2.2.14 Основные результаты гидродинамических исследований скважин по данным первой группы (КВД – кривая восстановления давления, КПД – кривая падения давления, АД – анализ добычи)

## 2.3 Построение гидродинамической модели второй группой

Второй группой, используя исходные данные, переданные ей первой группой и описанные выше, была создана гидродинамическая модель пласта IX. В разделе 2.2 приведена общая информация по месторождению, свойства флюидов, геометрические параметры пласта и способы их интерполяции в межскважинном пространстве. Из раздела 2.2 взяты такие фильтрационноемкостные свойства, как: доля коллектора, пористость и способы их интерполяции в межскважинном пространстве. Там же приведены: зависимость проницаемости от пористости по данным керн-ГИС; коэффициент вертикальной анизотропии проницаемости; ОФП по «керну»; данные для инициализации модели.

Для определения работающих интервалов перфорации были интерпретированы результаты промыслово-геофизических исследований (Приложение 1). Результаты определения работающих интервалов перфорации приведены в табл. 2.3.1.

С целью контроля разработки сравнивались ПГИ разных лет и сделаны выводы о работающих интервалах и составе притока, отсутствии заколонных перетоков.

В качестве результатов ПГИ приведены: дифференциальный дебит (как результат расходометрии), термометрия и влагометрия, Приложение 1.

Исследованы все скважины №№ 1-17.

После построения и анализа графиков показателей разработки по скважинам (Приложение 3) были построены следующие карты:

- Карта с указанием года начала обводнения добывающих скважин на структурной карте по кровле пласта, рис. 2.3.1.
- Карты пластового давления (на основании переданной первой группой базы пластового давления по скважинам по годам) на 01.01.1994 и 01.01.2004, рис. 2.3.2 и 2.3.3 соответственно.

3. Карты обводненности на 01.01.1994, 01.01.1996, 01.01.1998, 01.01.2000, 01.01.2002 и 01.01.2004, рис. 2.3.4-2.3.9 соответственно.

Таблица 2.3.1

Номер	Работающие интервалы перфорации						
скважины	1	2	3	4	5	6	7
1		+	+	+	+	+	
2		+	+		+	+	+
3	+	+	+	+	+	+	+
4	+		+	+		+	+
5		+	+		+	+	+
6	+	+	+	+	+	+	+
7	+	+	+			+	+
8		+	+	+	+	+	
9	+	+	+		+	+	+
10	+	+			+	+	+
11	+		+	+	+	+	+
12	+	+	+	+	+	+	+
13	+	+	+	+	+	+	+
14			+	+	+	+	+
15	+	+		+	+		+
16	+	+	+	+	+		
17		+	+	+	+	+	

Работающие интервалы перфорации по результатам ПГИ

В результате анализа карт 2.3.1-2.3.9 было сделано предположение о наличии внутренних непроницаемых границ, полностью или частично изолирующих следующие скважины:

- Добывающие скважины №№ 1 и 2 от нагнетательной скважины № 3.
- Добывающую скважину № 9 от нагнетательных скважин №№ 6, 12 и 13.

Поэтому кроме предоставленных ГДИ по скважинам №№ 1, 4, 8, 10, 11, 14, 17 (Приложение 2) были дополнительно запрошены ГДИ по скважинам №№ 2, 3, 6, 7, 9, 12 (Приложение 2) для уточнения расположения внутренних границ.



Рис. 2.3.1 Годы начала обводнения скважин на структурной карте по кровле пласта



Рис. 2.3.2 Карта пластового давления (10<sup>-1</sup> МПа) на 01.01.1994



Рис. 2.3.3 Карта пластового давления (10<sup>-1</sup> МПа) на 01.01.1994



Рис. 2.3.4 Карта обводненности (%) на 01.01.1994



Рис. 2.3.5 Карта обводненности (%) на 01.01.1996



Рис. 2.3.6 Карта обводненности (%) на 01.01.1998



Рис. 2.3.7 Карта обводненности (%) на 01.01.2000



Рис. 2.3.8 Карта обводненности (%) на 01.01.2002



Рис. 2.3.9 Карта обводненности (%) на 01.01.2004

В результате с целью уточнения проницаемости, границ пласта и скинфактора были интерпретированы ГДИ и проведен анализ добычи по следующим скважинам:

- Интерпретация кривых восстановления давления (КВД) скважины №№ 1, 2, 4, 8, 10, 11.
- Интерпретация кривых падения давления (КПД) скважины №№ 3, 6, 12.
- 3. Анализ добычи скважины №№ 7, 9, 14, 17.

Скин-фактор по тем скважинам, где нет ГДИ и анализа добычи, по согласованию с первой группой был принят равным нулю.

Как было указано выше, пласт хорошо выдержан по толщине, поэтому в качестве эффективной толщины при интерпретации ГДИ была принята не только работающая в скважину эффективная толщина по ПГИ, а вся эффективная толщина пласта. При анализе добычи и в последствие при моделировании принят постоянный по времени скин-фактор.

После интерпретации ГДИ были сопоставлены полученные расстояния до непроницаемых границ со структурной картой пласта.

В Приложении 2 приведены диагностические графики и результаты интерпретации ГДИ.

Основные результаты гидродинамических исследований скважин, приведены в табл. 2.3.2 и на рис. 2.3.10.

Таблица 2.3.2

Номер скважины	Вид ГДИ	Интерпретационная модель и расстояние до непроницаемых границ	Скин- фактор	Проница- емость, мД
1	КВД	Две параллельные границы, 267 и 279 м	-3	9,5
2	КВД	Две параллельные границы, 149 и 196 м	-2,6	9,5
3	КПД	Одна граница, 246 м	-3	37,2
4	КВД	Одна граница, 197 м	-2,3	37,2
5				
6	КПД	Бесконечный пласт	-3	147,0
7	АД	Одна граница, 170 м	2	37,2
8	КВД	Две границы под прямым углом, 183 и 221 м	-2,9	9,5
9	АД	Две параллельные границы, 293 и 297 м	5	147,0
10	КВД	Две границы под прямым углом, 236 и 299 м	-3	9,5
11	КВД	Одна граница, 252 м	-2,5	9,5
12	КПД	Одна граница, 278 м	-3	147,0
13				
14	АД	Три границы, 241, 297 и 430 м	-2,6	9,5
15, 16				
17	Анализ добычи	Две границы под прямым углом, 173 и 184 м	-2,7	9,5

Основные результаты гидродинамических исследований скважин



Рис. 2.3.10 Основные результаты гидродинамических исследований скважин по данным второй группы

На рис. 2.3.11 приведена расчетная сетка модели по данным второй группы с учетом анализа разработки, ГДИ и ПГИ (2D, вид сверху).

На рис. 2.3.12-2.3.14 приведены накопленная добыча нефти и воды, накопленная закачка воды для трех моделей:

- Модель первой группы (результаты расчетов по которой второй группой были приняты в качестве «фактических»). На рисунках эти кривые обозначены как «Факт».
- 2. Модель второй группы до учета данных ГДИ и анализа разработки. На рисунках эти кривые обозначены как «Без учета ГДИ».
- 3. Модель второй группы после учета данных ГДИ и анализа разработки. На рисунках эти кривые обозначены как «С учетом ГДИ».

Расчеты по трем указанным моделям для наглядности выполнены при одних и тех же ОФП, приведенных на рис. 2.2.4 и принятых первой группой за реальные. Они отличаются от ОФП «по керну», которые были переданы второй группе, рис. 2.2.3. В реальности при попытке адаптировать модель без учета ГДИ к фактическим данным будет получен третий набор функций ОФП, который еще больше исказит картину процессов в пласте. Поэтому для оценки влияния только ФЕС (абсолютной проницаемости) и внутренних границ на показатели разработки приводятся результаты расчетов при одинаковых ОФП.

На рис. 2.3.15-2.3.17 приведены суточная добыча нефти и воды, суточный расход закачиваемой воды для трех моделей.

На рис. 2.3.18 приведена обводненность по пласту в целом для трех моделей.

На рис. 2.3.19 приведено средневзвешенное пластовое давление для трех моделей.

Как видно из рис. 2.3.12-2.3.19 - учет результатов анализа разработки и ГДИ в модели позволяет получить показатели разработки, близкие к «фактическим». Отсутствие такого учета приводит к существенным ошибкам. Модель без учета ГДИ дает ошибку в накопленной добыче нефти 2.0%, накопленной добыче воды - 14.3%, накопленной закачке воды - 4.9%. Модель с учетом ГДИ дает гораздо меньшие ошибки: в накопленной добыче нефти - 0.2%, накопленной добыче воды - 3.6%, накопленной закачке воды - 1.5%.

На рис. 2.3.20-2.3.22 приведены поля нефтенасыщенности на конец разработки по первому слою для трех моделей. Видно, что отсутствие учета результатов анализа разработки и ГДИ в модели существенно искажает распределение нефтенасыщенности и затрудняет поиск целиков - зон с высокой нефтенасыщенностью на конец истории разработки, обойденных заводнением.

По причинам организационного и технического характера этапы методики исследования зональной неоднородности, связанные с трассерными исследованиями и специальными методами обработки и анализа сейсмических исследований, не проводились.



Рис. 2.3.11 Расчетная сетка модели по данным второй группы. 2D. Вид сверху



Рис. 2.3.12. Накопленная добыча нефти для трех моделей



Рис. 2.3.13 Накопленная добыча воды для трех моделей



Рис. 2.3.14 Накопленная закачка воды для трех моделей



Рис. 2.3.15 Суточная добыча нефти для трех моделей



Рис. 2.3.16 Суточная добыча воды для трех моделей



Рис. 2.3.17 Суточный расход закачиваемой воды для трех моделей



Рис. 2.3.18 Обводненность по пласту в целом для трех моделей



Рис. 2.3.19 Средневзвешенное пластовое давление для трех моделей













## Заключение

При наличии в пласте слабо различимых по результатам сейсмических исследований и корреляции разрезов скважин высокопроводящих путей фильтрации или непроницаемых экранов поиск целиков остаточной нефти существенно затрудняется.

С точки зрения гидродинамических приложений мало- и даже безамплитудные дизъюнктивные дислокации либо зоны литологического замещения, являющиеся высокопроводящими путями фильтрации или непроницаемыми экранами, обладают двумя важными характерными чертами:

- они в плане являются «узкополосными», т.е. их ширина много меньше протяжённости,
- их проницаемость (или проводимость) имеет либо аномально низкие, либо аномально высокие значения, по сравнению с основным объёмом пород.

Фиксирование таких элементов неоднородности традиционными геолого-геофизическими методами связано с существенными трудностями. Применяемые инструментальные методы выявления разрывных нарушений масштаба различного (от микротрещин до крупных разломов) ориентированы на исследования либо на микроуровне (керн, шлифы, ГИС), либо макроуровне (полевые методы разведочной геофизики. на палеотектонические, палеогеографические реконструкции и др.).

Однако указанные черты этих элементов оказывают специфическое влияния на фильтрацию пластовых флюидов и процесс разработки, а, следовательно, могут быть выделены с помощью специальных подходов, связанных с анализом фильтрационных процессов в пласте.

Поэтому в настоящей работе рассмотрена методика верификации гидродинамических моделей по данным промысловых исследований скважин для поиска целиков остаточной нефти.

Для демонстрации и тестирования методики гидродинамического исследования зональной фильтрационной неоднородности (безамплитудных

нарушений и зон литологического замещения) коллектив авторов данной разбит работы был на лве группы. Первая группа создала гидродинамическую модель неоднородного по толщине и по простиранию замкнутого нефтяного пласта, содержащего внутренние непроницаемые Следует подчеркнуть, что эти внутренние границы границы. не прослеживаются по результатам интерпретации сейсмических исследований и по корреляции разрезов скважин. Первая группа передала второй набор данных, описывающих геологическую модель. Вторая группа должна была с использованием этих данных создать гидродинамическую модель с учетом анализа разработки, ПГИ и ГДИ пользуясь положениями указанной методики.

По причинам организационного и технического характера этапы методики исследования зональной неоднородности, связанные с трассерными исследованиями и специальными методами обработки и анализа сейсмических исследований, не проводились.

В результате вторая группа создала гидродинамическую модель, показатели которой хорошо соотносятся с принятыми в качестве «фактических» данных показателями, полученными первой группой на своей модели. Модель второй группы с учетом ГДИ, ПГИ и анализа разработки дает небольшие ошибки в показателях разработки: в накопленной добыче нефти - 0.2%, накопленной добыче воды - 3.6%, накопленной закачке воды -1.5%. Показано, что отсутствие учета результатов анализа разработки и ГДИ в модели существенно искажает распределение нефтенасыщенности и затрудняет поиск целиков - зон с высокой нефтенасыщенностью на конец истории разработки, обойденных заводнением. Учет же в модели результатов ГДИ, ПГИ и анализа разработки позволяет восстановить распределение нефтенасыщенности, близкое к фактическому. Это позволяет локализовать расположение целиков остаточной нефти и спланировать мероприятия по вовлечению их в разработку.

## Литература

- Славкин В.С. Геолого-геофизическое изучение нефтяных продуктивных отложений. М.: Изд-во Московского ун-та, 1999. – 82 с.
- Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. – 176 с.
- 3. Jielding G., Freeman B., Needham D. Quantitative Fault Seal Prediction // AAPG Bulletin, v.81, 1997. PP. 897-917.
- 4. Несмеянов С.А. Инженерная геотектоника. М.: Наука, 2012. 560 с.
- Хромова И.Ю. Миграция дуплексных волн метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса // Геология нефти и газа, 2008, №3/ - С. 37-47.
- Мармалевский Н.Я., Горняк З.В., Линк Б., Роганов Ю.В., Хромова И.Ю. Развитие миграции дуплексных волн. Теоретические и практические аспекты // тезисы докладов на конференции «Сейсмо-2010», http://www.geonews.com.ua/Papers summaries Seismo-2010 rus.pdf
- 7. Хромова И.Ю., Горбачев С.В., Мармалевский Н.Я., Линк Б., Яковлев А.П. Применение миграции дуплексных волн для обнаружения зон трещиноватости гравитационного проседания // Первая международная научно-практическая конференция для геологов и геофизиков Сочи-2011. Проблемы геологии и геофизики нефтегазовых бассейнов и резервуаров. Материалы конференции. ООО «Издательство Герс», 2011. – 352 с.
- Хромова И.Ю. Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // Технологии сейсморазведки, 2010, №2. – С. 62-69.
- Вершовский В.Г., Голованов М.П., Кулина Е.Г. Зоны повышенной флюидопроводимости в нижнемеловых отложениях северо-востока Ставропольского края // Геология нефти и газа, 2001, №3.
- Хромова И.Ю. Способ исследования вертикальных зон трещиноватости. Патент РФ №2415448, 2011, бюл. №9.

- 11.Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Горняк З.В., Мармалевский Н.Я., Костюкевич А.С., Хромова И.Ю. Применение миграции дуплексных волн для выделения зон трещиноватости при поисках угольного метана в Донбассе // Наукові праці УкрНДМІ НАН України, 2009, № 5, ч. 1. – С. 201-214.
- 12.Хромова И.Ю. и др. Сопровождение проводки горизонтальных скважин картированием трещиноватых зон методом миграции дуплексных волн // Нефтесервис, 2011, № 2. – С. 50–52.
- 13. Твердохлебов В.Н. Разработка методики выделения и использования сейсмических волн от дизьюнктивных нарушений с целью повышения надежности и детальности их картирования // Дисс. на соиск. уч. ст. к.т.н., 2011.
- 14. Tetra Seis Inc. Программный пакет обработки сейсмических данных для поиска вертикальных границ с помощью технологии миграции дуплексных волн (МДВ), http://www.geopoisk.com/links.htm
- 15.Яковлев А. Отрасли не хватает инвестиций // Нефть и газ Евразия, 2011, №1.
- 16.Соколовский Э.В. Применение радиоактивных изотопов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М.: Недра, 1968. 176 с.
- 17.Соколовский Э.В. Исследования заводнения нефтяных залежей индикаторами. М.: ВНИИОЭНГ, 1974. 80 с.
- 18.Соколовский Э.В., Зайцев В.М. Применение изотопов на нефтяных промыслах. М: Недра, 1971. 160 с.
- 19.Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.Л. Индикаторные методы изучения нефтегазовых пластов. М.: Недра, 1986. 157с.
- 20.Хозяинов М.С. Разработка методики применения трития при решении нефтепромысловых и геологоразведочных задач // Дис. на соиск. уч. степ. к.т.н., 1978
- 21.Желтов Ю.В., Рыжик В.М., Фельдман А.Я. и др. Количественная интерпретация данных индикаторного метода при контроле за

разработкой нефтяных месторождений с заводнением // Нефтяное хозяйство, 1982, статья депонирована.

- 22.Landa J.L., Horne R.N.: A Procedure to Integrate Well Test Data, Reservoir Performance History and 4-D Seismic Information into a Reservoir Description // Paper SPE, presented at the 1997 Annual Technical Conference, San-Antonio, Texas, October 1997.
- 23.Oliver S.: Incorporation of Transient Pressure Data Into Reservoir Characterization // In Situ (1994), Vol.18, 243 275.
- 24.Юдин В.А., Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Ефимова Н.П. Моделирование фильтрационных потоков для оценки корректности обнаружения дизьюнктивных нарушений трассерным методом // Нефтепромысловое дело, 2019, №12. С. 46 50.
- 25.Юдин В.А., Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Ефимова Н.П. Возможность выявления дизьюнктивных нарушений на нефтяном месторождении по характеру обводнения скважин и данным трассерных исследований// Труды НИИСИ РАН, 2019, Т.9, № 6. – С. 77-87.
- 26.Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А., Ефимова Н.П. Возможность определения фильтрационных параметров дизьюнктивных нарушений на нефтяных месторождениях по данным гидродинамических исследований пластов и скважин. М.: Юдин В.А., 2018. – 262 с.
- 27.Вольпин С.Г., Афанаскин И.В., Юдин В.А. Об оценке фильтрационной значимости нарушений, выделенных по геофизическим данным // Труды НИИСИ РАН, 2018, Т.8, №6. – С. 33–39.
- 28.Schlumberger Software Integrated Solutions: Intersect. Решение комплексных задач по разработке месторождений, https://sis.slb.ru/products/intersect/.
- 29.Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
- 30.Аманат Чодри. Гидродинамические исследования нефтяных скважин. М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2011. – 687 с.

- 31.Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Юдин В.А. Подземная гидромеханика. Курс лекций. М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2017. – 100 с.
- 32.Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Королев А.В., Юдин В.А. Разработка нефтяных месторождений. Курс лекций. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2017. – 131 с.
- 33.Афанаскин И.В., Кац Р.М., Королев А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. Курс лекций. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2017. – 87 с.
- 34.Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Ефимова Н.П., Колеватов А.А., Крыганов П.В., Чен-лен-сон Ю.Б. Интерпретация промысловых исследований и секторное моделирование на примере ПО Ecrine Kappa Engineering. М.: Афанаскин И.В., 2019. – 263 с.
- 35.Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971.
  312 с.
- 36.Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.
- 37.Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. - 140 с.
- 38.Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 869 с.
- 39.Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М.: Недра, 1974. – 200 с.
- 40.Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere and all. Dynamic Data Analysis. V 5.30.01. Kappa Engineering, 2020. - 852 p.
- 41.Эрлагер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 512 с.

Приложение 1










































































































































## Приложение 2

Диагностические графики гидродинамических исследований скважин и



результаты интерпретации

Рис. П2.1 Скважина № 1. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами. Результаты интерпретации: *S*=-3 б/р,



Рис. П2.2 Скважина № 2. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами. Результаты интерпретации: *S*=-2.6 б/р, *k*=9.5 мД, *L*<sub>1</sub>=149 м, *L*<sub>2</sub>=196 м



Рис. П2.3 Скважина № 3. КПД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с одной непроницаемой границей. Результаты интерпретации: *S*=-2.6 б/р, *k*=37.2 мД, *L*=246 м



Рис. П2.4 Скважина № 4. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с одной непроницаемой границей. Результаты интерпретации: S=-2.3 б/р, k=37.2 мД, L=197 м



Рис. П2.5 Скважина № 6. КПД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном бесконечном пласте. Результаты интерпретации: *S*=-3 б/р, *k*=147 мД



Рис. П2.6 Скважина № 7. Анализ добычи. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с одной непроницаемой границей. Результаты интерпретации: *S*=+2.0 б/р, *k*=37.2 мД, *L*=170 м



Рис. П2.7 Скважина № 8. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя непроницаемыми границами под прямым углом. Результаты интерпретации: *S*=-2.9 б/р, *k*=9.5 мД, *L*<sub>1</sub>=183 м, *L*<sub>2</sub>=221 м



Рис. П2.8 Скважина № 9. Анализ добычи. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя параллельными непроницаемыми границами. Результаты интерпретации: S=+5.0 б/р, k=147 мД, L<sub>1</sub>=293 м, L<sub>2</sub>=297 м



Рис. П2.9 Скважина № 10. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя непроницаемыми границами под прямым углом. Результаты интерпретации: *S*=-3.0 б/р, *k*=9.5 мД, *L*<sub>1</sub>=236 м, *L*<sub>2</sub>=299 м



Рис. П2.10 Скважина № 11. КВД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с одной непроницаемой границей. Результаты интерпретации: S=-2.5 б/р, k=9.5 мД, L=252 м



Рис. П2.11 Скважина № 12. КПД. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с одной непроницаемой границей. Результаты интерпретации: *S*=-3.0 б/р, *k*=147 мД, *L*=278 м



Рис. П2.12 Скважина № 14. Анализ добычи. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с тремя перпендикулярными непроницаемыми границами. Результаты интерпретации: S=-2.6 б/р, k=9.5 мД, L<sub>1</sub>=241 м, L<sub>2</sub>=297 м, L<sub>3</sub>=430 м



Рис. П2.13 Скважина № 17. Анализ добычи. Диагностический график. Модель вертикальной скважины в однородном пласте с двумя непроницаемыми границами под прямым углом. Результаты интерпретации: S=-2.7 б/р, k=9.5 мД, L<sub>1</sub>=173 м, L<sub>2</sub>=184 м
Приложение 3



## История разработки по скважинам

Рис. ПЗ.2 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 1



Рис. ПЗ.З Накопленная добыча по фазам. Скважина № 1



Рис. ПЗ.4 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 2



Рис. ПЗ.5 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 2



Рис. ПЗ.6 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 2



Рис. ПЗ.7 Закачка воды и забойное давление. Скважина № 3



Рис. ПЗ.8 Накопленная закачка воды. Скважина № 3



Рис. ПЗ.9 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 4



Рис. ПЗ.10 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 4



Рис. ПЗ.11 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 4



Рис. ПЗ.12 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 5



Рис. ПЗ.13 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 5



Рис. ПЗ.14 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 5



Рис. ПЗ.15 Закачка воды и забойное давление. Скважина № 6



Рис. ПЗ.16 Накопленная закачка воды. Скважина № 6



Рис. ПЗ.17 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 7



Рис. ПЗ.18 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 7



Рис. ПЗ.19 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 7



Рис. ПЗ.20 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 8



Рис. ПЗ.21 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 8



Рис. ПЗ.22 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 8



Рис. ПЗ.23 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 9



Рис. ПЗ.24 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 9



Рис. ПЗ.26 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 10



Рис. ПЗ.27 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 10



Рис. ПЗ.28 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 10



Рис. ПЗ.29 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 11



Рис. ПЗ.30 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 11



Рис. ПЗ.31 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 11



Рис. ПЗ.32 Закачка воды и забойное давление. Скважина № 12



Рис. ПЗ.33 Накопленная закачка воды. Скважина № 12



Рис. ПЗ.34 Закачка воды и забойное давление. Скважина № 13



Рис. ПЗ.35 Накопленная закачка воды. Скважина № 13



Рис. ПЗ.36 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 14



Рис. ПЗ.37 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 14



Рис. ПЗ.38 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 14



Рис. ПЗ.39 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 15



Рис. ПЗ.40 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 15



Рис. ПЗ.41 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 15



Рис. ПЗ.42 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 16



Рис. ПЗ.43 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 16



Рис. ПЗ.44 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 16



Рис. ПЗ.45 Дебит по фазам и обводненность. Скважина № 17



Рис. ПЗ.46 Дебит жидкости и забойное давление. Скважина № 17



Рис. ПЗ.47 Накопленная добыча по фазам. Скважина № 17