

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации федеральное
государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа(национальный
исследовательский университет) имени И.М. Губкина»
(РГУ нефти и газа(НИУ) имени И.М. Губкина)

На правах рукописи

КАСТИЛЬО РАМОС Родриго Алонсо

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА**

Программа: 21.04.01.06 «Управление разработкой
нефтяных месторождений»

Диссертация на соискание ученой степени магистра

Научный руководитель:
д.т.н., Профессор
Кучумов Рашит Ямгитдинович

Москва, 2020

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет Разработка нефтяных и газовых месторождений
Кафедра Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
Направление 21.04.01 Нефтегазовое дело
Программа Управление разработкой нефтяных месторождений

Оценка: _____ Рейтинг: _____

Подпись секретаря ГЭК:

(подпись) (фамилия, имя, отчество)

(дата)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему Моделирование разработки нефтяных месторождений
на основе метода линий тока

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

Профессор д.т.н. КУЧУМОВ Р.Я.
(должность, степень; фамилия, имя, отчество)

(подпись)

(дата)

КОНСУЛЬТАНТ ПО РАЗДЕЛУ:

(наименование раздела)

(должность, степень)

(фамилия, имя, отчество)

(подпись)

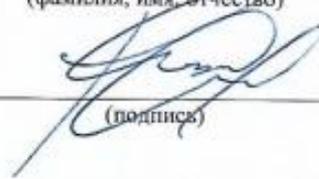
(дата)

ВЫПОЛНИЛ:

Студент группы РНМ-18-03
(номер группы)

Кастильо Рамос Р. А

(фамилия, имя, отчество)



(подпись)

(дата)

Москва, 20 20

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА

Факультет Разработка нефтяных и газовых месторождений
Кафедра Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПОЛНЕНИЕ
ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЫ**

ДАНО студенту Родриго Алонсо Кастильо Рамосу группы РНМ-18-03
(фамилия, имя, отчество в дательном падеже) (номер группы)

Тема ВКР: Моделирование разработки нефтяных месторождений
на основе метода линий тока

Руководитель: Профессор д.т.н. Кучумов Р.Я.
(фамилия И.О., должность, ученая степень)

Тема ВКР, руководитель и консультант(ы) (при наличии) закреплены приказом

№ _____ от « ____ » _____ 20 ____ года

Закрепление изменено приказом (при наличии):

№ _____ от « ____ » _____ 20 ____ года

Раздел ВКР: Краткий обзор работ в области исследования линий тока
(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Включает в себя постановку задачи моделирования и анализа
месторождений, классификацию и обзор методов ее решения,
математическую модель метода линий тока.

Раздел ВКР: Одномерная модель численного решения для метода линий тока
(наименование раздела)

Задание и исходные данные по разделу:

Описывается способ и алгоритм построения одномерного численного
решения метода линий тока, а также рассматриваются уникальные
особенности метода линий тока, отличающие данный метод от других мет.

Раздел ВКР: Применение метода линий тока для моделирования и анализа
системы разработки покачевского месторождения

Задание и исходные данные по разделу:

Описание программы «Monitoring», реализующей данную методику
количественного анализа систем разработки месторождений с заводнением
и осуществляется построение модели участка Покачевского месторожд.

Раздел ВКР: _____
(наименование раздела)

Консультант (при наличии): _____
(фамилия И.О., должность, ученая степень) _____
подпись

Задание и исходные данные по разделу:

Раздел ВКР: _____
(наименование раздела)

Консультант (при наличии): _____
(фамилия И.О., должность, ученая степень) _____
подпись

Задание и исходные данные по разделу:

Рекомендуемая литература:

1. Buckley, S.E. and Leverett, M.C. //Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME. 1941.
2. Fayers, F.J., and Sheldon, J.W. //The Effect of Capillary Pressure and Gravity on Two-Phase Fluid Flow in a Porous Medium, Trans., AIME.
3. Lake, W.L. Enhanced Oil Recovery, first edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
4. Higgins R.V. and Leighton, A.J.//A Computer Method to Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium, Journal of Petroleum Technology. June 1962.
5. Higgins R.V. and Leighton, A.J. //Computer Prediction of Water Drive of Oil and Gas Mixtures Through Irregularly Bounded Pororus Media, Three-Phase Flow, Journal of Petroleum Technology. September 1962.

Задание выдал:

(подпись руководителя)

д.т.н. Кучумов Р.Я.
(фамилия, имя, отчество)

Задание принял к исполнению:

(подпись студента)

Кастильо Рамос Р. А.
(фамилия, имя, отчество)

АННОТАЦИЯ

В данном проекте рассмотрена проблема количественного анализа систем разработки нефтяных месторождений с заводнением на основе метода линий тока.

Первый раздел данной работы включает в себя постановку задачи моделирования и анализа месторождений, классификацию и обзор методов ее решения, математическую модель метода линий тока. На основе опубликованных в печати работ проведен анализ наиболее близких методу линий тока методов и дана краткая характеристика каждого из них.

Во втором разделе описывается способ и алгоритм построения одномерного численного решения метода линий тока, а также рассматриваются уникальные особенности метода линий тока, отличающие данный метод от других методов. Рассматривается методика количественного анализа систем разработки с заводнением на основе метода линий тока и приводится алгоритм её осуществления.

В 3 разделе дается описание программы «Monitoring», реализующей данную методику количественного анализа систем разработки месторождений с заводнением. В данном разделе осуществляется построение модели участка Покачевского месторождения на 28.04.06г. с фондом 38 скважин и количественный анализ системы разработки данного участка месторождения. Рассматривается 2 этапа анализа: до проведения мероприятий, и после проведения мероприятий, решение о которых принимается в результате 1 этапа анализа. Здесь же приводятся результаты данного анализа на программе «Monitoring» в виде таблиц, графиков и карт линий тока.

Личный вклад автора

Автор Кастильо Рамос, Родриго Алонсо лично занимался исследовательскими работами по теме диссертации, Моделирование разработки нефтяных месторождений на основе метода линий тока; а именно: участвовал в полевых работах, интерпретируя и обобщая результаты исследования, проектирование и строительство, а эффективность модели от наводнения воды в месторождении Покачевское, создал геомеханические модели, реализованные на базе программного комплекса "Euclid"; моделируя системы потоков жидкости на основе метода линий тока и с использованием программного обеспечения "Мониторинг" удалось оценить эффективность процедуры, чтобы увеличить производство нашего нефтяного месторождения.

Цель диссертационной работы

Разработка программного продукта применительно к задачам мониторинга нефтяных месторождений на основе метода линий тока, а также построение гидродинамической модели, анализ участка Покачевского месторождения на 28.04.06г при помощи данного программного продукта, и оптимизация применяемой системы разработки.

Задачи исследований

Основными задачами для реализации данной цели является:

- подробное изучение методики линий тока и ее возможностей;
- создание программного обеспечения для анализа эффективности заданной системы разработки месторождения;
- создание модели Покачевского месторождения на основе метода линий тока;
- количественный анализ модели применяемой системы разработки Покачевского месторождения с помощью созданного программного комплекса.

Публикации и апробация результатов работы

Основные результаты и положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на российских и международных конференциях.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения и приложения. Общий объем работы составляет 139 страниц, включая 64 рисунков и 18 таблиц, а также 75 математических выражений, подробно объясненных и с прилагаемой библиографической ссылкой. Библиографический список включает 45 наименования.

Благодарность

Благодарю Бога за мой жизненный опыт в России; моего научного руководителя доктору технических наук, профессору Кучумову Рашиту Ямгитдиновичу за разностороннюю оказанную помощь при подготовке диссертации, ценные советы и предоставленную возможность совместной работы; за возможность использования личного материала и оказанную помощь при подготовке диссертации, квалифицированные советы и консультации. за помощь в развитии моей магистерской диссертации; а также мою семью и моих искренних друзей, которые всегда поддерживают меня в моем профессиональном развитии из моей далекой страны Перу.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. КРАТКИЙ ОБЗОР РАБОТ В ОБЛАСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛИНИЙ ТОКА.....	11
1.1. Описание областей возможного применения математического моделирования на базе метода линий тока.....	11
1.1.1. Моделирование в масштабе всего месторождения.....	12
1.1.2. Эффективность и скорость вычислений.....	12
1.1.3. Возможность постепенного усложнения физических свойств потока.....	15
1.1.4. Поток несжимаемой жидкости и управление скважинами.....	16
1.2. Методы описания вытеснения многофазного потока в пористых средах.....	17
1.2.1. Метод трубок тока.....	17
1.2.2. Метод линий тока.....	20
1.2.3. Метод трассирования фронта и оператор разложения.....	21
1.2.4. Метод линий тока и неоднородность.....	22
1.2.5. FD- и SL-моделирование.....	23
1.3. Математическая модель метода линий тока.....	27
1.3.1. Основные уравнения метода линий тока.....	27
1.3.2. Решение уравнения для давления.....	29
1.3.3. Граничные условия.....	30
1.3.4. Численное решение матрицы для давления.....	31
1.3.5. Определение поля скорости.....	32
1.3.6. Аналитическое описание траектории линий тока.....	30
1.3.7. Время полета.....	33
1.3.8. Преобразование координаты вдоль линий тока.....	35
1.3.9. Трассирование линий тока в 3D области с большим количеством скважин.....	35
1.3.10. Связь линий тока и трубок тока.....	36
2. ОДНОМЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА.....	38
2.1. Построение модели одномерного численного решения для метода линий тока.....	38
2.1.1. Начальные условия для линий тока.....	39
2.1.2. 1D численное решение.....	41
2.1.3. Перенос обновленного решения на первоначальную сетку.....	42
2.1.4. Пропущенные блоки сетки.....	42
2.2. Алгоритм одномерного численного решения метода линий тока.....	43
2.3. Применение метода линий тока для мониторинга и анализа процесса разработки с заводнением.....	45
2.3.1. Ключевые идеи метода линий тока.....	45
2.3.2. Визуализация структуры потоков.....	46

2.3.3. Расчет коэффициентов взаимовлияния скважин.....	47
2.3.4. Расчет дренируемого порового объема.....	48
2.3.4.1. Критерии выделения дренируемых расчетных ячеек.....	50
2.3.5. Трассировка линий тока, время полета и дренирования.....	51
2.3.6. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании.....	51
2.3.6.1. Расчет коэффициента охвата вытеснением при традиционном сеточном моделировании.....	53
2.3.6.2. Метод линий тока для расчета текущего коэффициента охвата вытеснением.....	54
2.4. Применение метода линий тока для количественного анализа эффективности систем заводнения.....	57
2.4.1. Расчет коэффициентов взаимовлияния скважин.....	57
2.4.2. Анализ эффективности нагнетательных скважин.....	58
2.4.3. Потенциал и эффективность добывающих скважин.....	59
2.4.4. Зависимость обводнения продукции скважин от нагнетания.....	60
2.4.5. Эффективность компенсации отборов закачкой.....	61
2.4.6. Балансировка заводнения.....	62
2.5. Алгоритм построения модели месторождения и количественного анализа применяемой системы заводнения.....	66
2.5.1. Блок-схема построения модели месторождения и количественного анализа применяемой системы заводнения.....	66
3. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	68
3.1. Компьютерная реализация методики мониторинга и анализа системы разработки месторождений в программе «Monitoring».....	68
3.1.1. Входные данные для программы «Monitoring».....	68
3.1.2. Инструкция по использованию программы.....	68
3.2. Создание модели Покачевского месторождения.....	75
3.2.1. Краткий физико-географический очерк месторождения.....	75
3.2.2. Нефтегазоносность месторождения.....	75
3.2.3. Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа.....	79
3.3. Создание модели Покачевского месторождения на программном комплексе «Euclid».....	80
3.4. Анализ эффективности реализуемой системы разработки Покачевского месторождения с помощью программы «Monitoring».....	86
3.4.1. Анализ эффективности нагнетательных скважин.....	91
3.4.2. Анализ эффективности добывающих скважин.....	94
3.4.3. Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой.....	96
3.4.4. Оценка эффективности системы разработки.....	99

3.5. Повышение эффективности системы разработки Покачевского месторождения на 28.04.06.....	100
3.5.1. Анализ эффективности нагнетательных скважин для системы разработки с проведением мероприятий.....	108
3.5.2. Анализ эффективности добывающих скважин.....	110
3.5.3. Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой.....	113
3.5.4. Результаты проведения мероприятий по оптимизации системы заводнения участка Покачевского месторождения.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	121

ВВЕДЕНИЕ

Как правило, нефтяные месторождения России эксплуатируются с применением заводнения. В настоящее время существует множество методов оценки начальных извлекаемых запасов для таких месторождений по характеристикам вытеснения — зависимостям накопленного отбора нефти от накопленного отбора жидкости, представленным в той или иной форме.

Эффективным инструментом анализа результативности систем разработки является математическое моделирование. Оно стало привычным и обязательным. Методы моделирования реализованы в виде компьютерных программ (ECLIPSE, Tempest More, YuSim) и применяются для моделирования нефтяных пластов и технологических ячеек, проектирования систем разработки и заводнения. Однако непосредственное использование традиционных сеточных моделей нефтяных резервуаров для анализа эффективности систем разработки затруднено.

Альтернативой являются модели линий тока. Они являются источниками уникальной информации о направленности и интенсивности фильтрационных потоков в нефтяном резервуаре, которая может быть использована для количественного анализа эффективности систем разработки.

Темой дипломного проекта является: «Моделирование разработки нефтяных месторождений на основе метода линий тока».

Целью дипломного проекта является разработка программного продукта применительно к задачам мониторинга нефтяных месторождений на основе метода линий тока, а также построение гидродинамической модели, анализ участка Покачевского месторождения на 28.04.06г при помощи данного программного продукта, и оптимизация применяемой системы разработки.

Основными задачами для реализации данной цели является:

- подробное изучение методики линий тока и ее возможностей;
- создание программного обеспечения для анализа эффективности заданной системы разработки месторождения;
- создание модели Покачевского месторождения на основе метода линий тока;
- количественный анализ модели применяемой системы разработки Покачевского месторождения с помощью созданного программного комплекса.

1. КРАТКИЙ ОБЗОР РАБОТ В ОБЛАСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ЛИНИЙ ТОКА

Недавние успехи в геофизике, неточности существующих методов оценки и комплексная интерпретация данных привели к тому, что у нефтяной промышленности появились возможность и необходимость в создании больших многоблочных детализированных геологических моделей. Согласование таких высокодетализированных моделей с гидродинамической информацией (скважинные и приборные испытания, история многофазной добычи) очень важно для получения надежной модели месторождения с возможностью предсказания уровня добычи.

Моделирование нефтяных резервуаров и анализ эффективности реализуемой системы разработки - обязательные элементы проектирования систем разработки нефтяных месторождений. Однако анализ эффективности реальных систем заводнения на основе традиционных конечно-разностных моделей затруднен. Эти модели не дают понимания процессов перемещения нефти вытесняющим агентом и не позволяют оценить их количественно. Вместе с тем, количественные оценки абсолютно необходимы для инженерного анализа, оптимизации и гидродинамического регулирования систем разработки.

Около 25-30 лет назад значительное внимание было привлечено к методу линий (трубок) тока - эффективному методу моделирования процессов заводнения [1, 3 и др.]. В настоящее время, на новом уровне развития математического и программного обеспечения, наблюдается новый всплеск интереса к этому методу [1, 12 и др.].

Модели линий тока, обладая уникальными возможностями, позволяют формализовать расчет коэффициентов охвата воздействием и по-скважинной компенсации отбора закачкой, классифицировать нагнетательные и нефтяные скважины по эффективности, получить ценнейшую информацию для количественного анализа сложных реальных систем заводнения.

1.1. Описание областей возможного применения математического моделирования на базе метода линий тока

Из отечественных авторов, рассматривающих метод линий тока можно выделить Сидельникова К. А. и Васильева В. В. В их статье «Анализ применений математического моделирования пластовых систем на базе метода линий тока» приведено описание областей возможного применения математического моделирования на базе метода линий тока (SL-моделирование) в процессе комплексной интерпретации данных. Кроме того, дан анализ основных преимуществ метода, обуславливающих полезность SL-моделирования в решении проблем, которые традиционно представляют сложную задачу для более стандартных способов моделирования применительно к процессам вытеснения слабосжимаемых жидкостей в

больших, неоднородных пластовых системах. Из основных преимуществ метода данные авторы выделяют несколько пунктов, приведенных ниже.

1.1.1. Моделирование в масштабе всего месторождения

Прямым следствием моделирования месторождений, редко имеющих ясные планы расположения скважин, является плохая управляемость обычной секторной модели, поскольку трудно «подобрать» часть модели, у которой отсутствует расход вдоль границ на протяжении всего времени. Наилучшее решение состоит в моделировании месторождения, при котором структура системы имела бы возможность «развиваться» до определенной степени в зависимости от расположения скважин, их дебитов, строения пласта и присутствующих в нем неоднородностей. Но возможность выбирать подходящую модель всего месторождения требует эффективных технологий создания имитационных моделей. Модели в масштабе месторождения с точки зрения ячеек могут достигать огромных размеров (рис. 1.1). Хотя SL-моделирование делает некоторые упрощения для достижения эффективности своего применения, в большинстве случаев модель на базе метода линий тока предпочтительней секторной модели, т.к. ошибка при использовании примерных секторных границ может оказаться больше и значительней, чем погрешности, вводимые самими моделями линий тока.

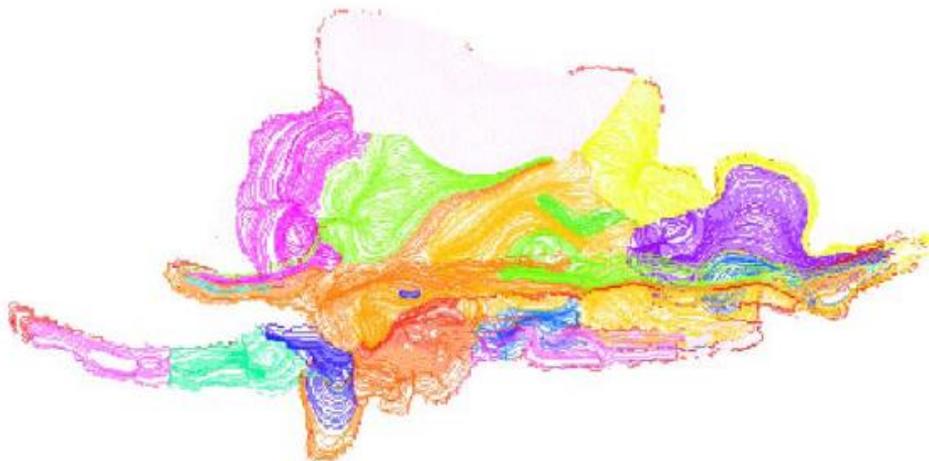


Рис. 1.1. Пример применения метода линий тока для модели в масштабе всего месторождения, показывающий что выбор «сектора» сложная задача

1.1.2. Эффективность и скорость вычислений

Одним из достоинств SL-моделирования по сравнению с традиционными подходами является присущая ему вычислительная эффективность. Однако эффективность достигается за счет упрощения свойств потока, неконсервативной формулировки и других допущений. Все же для многих реальных задач, SL-моделирование дает решения, которые сложно получить по-другому. От больших моделей с миллионами блоками до моделирований сотен равновероятных реализаций. Здесь эффективность понимается как с

точки зрения памяти, так и с точки зрения вычислительных затрат. Эффективность с точки зрения требуемой памяти это результат двух ключевых аспектов:

-SL-моделирование решается с использованием IMPES-метода и таким образом требует только неявного решения по давлению;

-трассировка линий тока и решение соответствующей транспортной задачи осуществляется последовательно. Только одна линия тока хранится в памяти в данный момент времени.

Когда используется эффективное управление памятью для массивов сеток и эффективная программа, решающая систему линейных уравнений (например, на базе алгебраического многосеточного метода AMG), появляется возможность использовать модели с примерно 0,37 Мбайт на 1000 активных блоков. Имея 400 Мбайт доступной памяти, которая на сегодня присутствует в большинстве ПК, можно работать с моделями, состоящими из 1 млн. активных блоков, на относительно недорогой платформе (рис. 1.2).

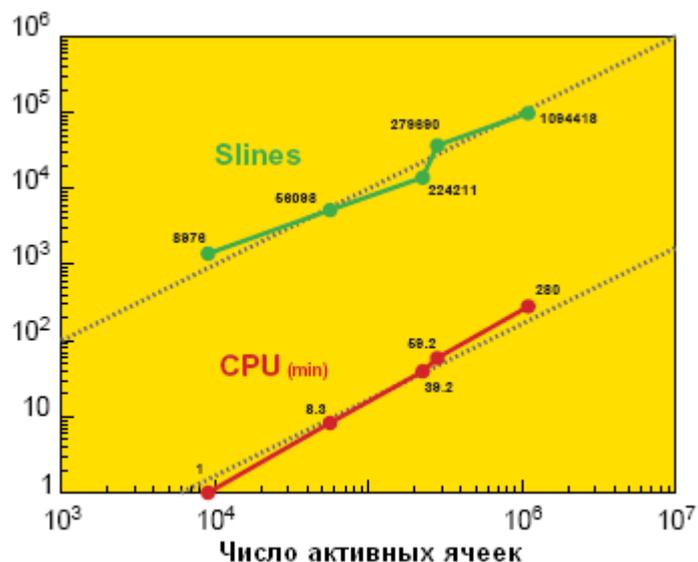


Рис. 1.2. Пример линейной зависимости времени работы (нижний график) и числа линий тока (верхний график) как функций от числа активных ячеек для проекта SPE#10 с использованием пакета 3DSL (коммерческий симулятор) и ПК на базе процессора PIII 866МГц [45]

С другой стороны, эффективность в скорости вычислений при почти линейной зависимости времени работы от числа активных блоков достигается за счет:

-одномерная транспортная задача вдоль каждой линии тока может быть решена более рационально;

-число линий тока увеличивается линейно с увеличением числа активных блоков;

-линии тока требуют нечастного обновления. Хотя линии тока меняются во времени из-за изменений подвижности, гравитации и непостоянных граничных условий, для большинства практических задач предположение о

том, что события, связанные со сменой режима работы скважин, происходят раз в год или полгода, но при этом линии тока остаются неизменными за этот интервал, является вполне справедливым. Моделирование месторождения с 30-или 40-летней историей разработки обычно успешно осуществляется с годичным временным шагом. В противоположность другим технологиям моделирования, длительность и число глобальных временных шагов (частота обновления линии тока) зависит только от моделируемого физического процесса и полностью не зависит от размера и степени неоднородности трехмерной модели.

Вдоль каждой линии тока решение транспортной задачи особенно эффективно, поскольку оно рассматривается как упорядоченная одномерная задача в TOF-пространстве. Упорядочивание одномерной задачи весьма важно. Оставление маленьких блоков вдоль линии тока – как результат движения линии тока через область с максимальным расходом вблизи скважины или заостренного угла блока – увеличило бы время решения подобно тому, как маленькие блоки влияют на скорость решения IMPES-методом в обычных симуляторах. Хорошим примером, демонстрирующим эффективность SL-моделирования, является «Модель 2» 10-го SPE-проекта сравнительных решений (рис. 1.2). Общее время работы T любого симулятора на базе метода линий тока примерно пропорционально

$$T = \sum_{i=1}^{n_s} \left(t^{solver} + \sum_{j=1}^{n_{sl}} t_j^{sl} \right),$$

где n_s – число шагов во времени (число обновлений линий тока);
 t^{solver} – время необходимое на решение задачи общего распределения давления ($Ax = B$) в каждый интервал времени;
 n_{sl} – число линий тока в каждый интервал времени;
 t_j^{sl} – время для решения уравнения переноса вещества вдоль каждой линии тока.

Почти линейная зависимость возникает за счет:

1. Число временных шагов (обновлений линии тока) не зависит от размера модели, неоднородностей и любых других геометрических особенностей трехмерной модели. Оно зависит только от числа событий в связи со сменой режима работы скважин и присутствующего режима фильтрации. Для задачи SPE10 на рис. 1.2 все примеры работали при одинаковом числе обновлений линии тока – 21.

2. Эффективная решающая программа на базе AMG также имеет почти линейную характеристику.

3. Число линий тока линейно зависит от числа сеточных блоков при прочих равных условиях. Рис. 1.2 иллюстрирует эту особенность.

1. Время на решение транспортной задачи вдоль каждой линии тока может быть уменьшено за счет упорядочивания основной TOF-сетки и выбора числа узлов для каждой линии независимо от размера основной трехмерной сетки.

Линейная зависимость от размера модели это главная причина, почему SL-моделирование так удобно при моделировании больших систем. При FD-моделировании более подробная модель не только приводит к более мелкому временному шагу из-за уменьшения сеточных блоков, но также из-за увеличенной неоднородности, т.к. такая модель приводит к использованию более широкого диапазона значений проницаемости и пористости. Обычный обходной путь для традиционных симуляторов состоит в использовании неявных или адаптивных неявных методов решения, но для больших задач такие решения могут стать недопустимо затратными, с точки зрения CPU и памяти.

1.1.3. Возможность постепенного усложнения физических свойств потока

Существуют довольно значительные допущения при формулировании метода линий тока, главным образом связанные с физикой потока. Все это обусловлено предположением о течении несжимаемых флюидов, как результат влияния строения пласта и геологических неоднородностей при взаимодействии с нагнетающими и добывающими объемами жидкостей. Подобные задачи являются непростыми для традиционного FD-моделирования, в особенности из-за того, что модели становятся большими (увеличивается число блоков) и неоднородными (существенный разброс в свойствах пласта). Первоначально цель метода линий тока состояла в определении эффективности вытеснения, причем время работы зависело только от сложности физики потока при прочих равных условиях. Связано это с тем, что «физическая сложность» будет стремиться увеличить число обновлений линии тока (n_{ts}) и время, требуемое на решение одномерной транспортной задачи вдоль каждой линии (t_{sl}). Это способствовало появлению исследовательских задач, когда, начиная с самой простой и быстрой модели, происходит постепенное добавление новых физических свойств к моделируемому потоку. Процесс моделирования мог бы, например, начинаться с введения позиций расположения скважин, неоднородности пласта, его строения и указания добываемых/нагнетаемых объемов флюида при условии однофазного и несжимаемого потока, затем постепенно добавляются различные относительные проницаемости и значения вязкости для каждой фазы (коэффициент вытеснения), далее учитывается неодинаковость плотностей фаз (гравитация) и, наконец, принимаются во внимание сжимаемость и более сложные режимы фильтрации.

Этот естественный процесс усложнения физики возможен в обычных симуляторах, но редко применяется. Вместо этого, стало привычкой включать столько физических свойств, сколько позволяет симулятор, т.е. сразу начинать с наиболее сложной модели, с выявлением вкладов каждого из свойств – полностью противоположно SL-моделированию.

Рис. 1.3 иллюстрирует пример реального месторождения, которое было на стадии планирования к разработке. Размер модели составлял 30x140x245 и линии тока быстро показали, что гравитация и проницаемые границы будут важны в определении конечного уровня добычи месторождения.

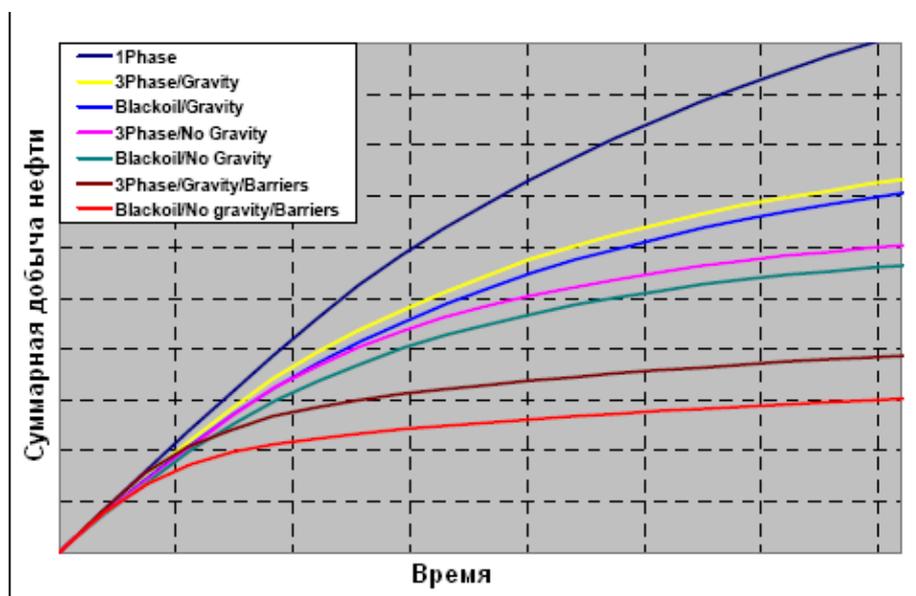


Рис. 1.3. Оценка методом линий тока степени влияния различных физических свойств потока на эффективность вытеснения [45]

Пробные запуски также показали, что требовалась трехфазная модель, однако сжимаемость имела существенно меньшее влияние. Отношение времени работы для различных моделей составило 1:4:7,3 (1Phase:3Phase:Blackoil). Что примечательно в этом примере так это то, что режим фильтрации мог быть определен уже на ранней стадии геологического моделирования месторождения, таким образом, позволяя геофизикам дополнительно использовать динамическую информацию помимо обычной (керна, ГИС и т.д.).

1.1.4. Поток несжимаемой жидкости и управление скважинами

В полностью несжимаемых системах, уровень абсолютного давления системы не существенен. Все что требуется - это разность давления для расчета общей скорости фильтрации, и закон Дарси. Хотя в реальности таких систем не существует, предположение о несжимаемости оказывается математически очень мощным средством, поэтому должно использоваться везде, где это возможно. Для систем с большим водным напором, систем имеющих коэффициент изменения пористости близким к единице или систем с давлением выше давления насыщения, предположение о несжимаемости нашло широкое применение. Метод линий тока также используется в подобных системах.

Очень привлекательное следствие несжимаемости систем состоит в том, что дебит скважин может быть адаптирован без предварительной необходимости воспроизведения моделями скважин реального забойного давления, т.е. $p > 0$. Это имеет существенное значение при адаптации модели по истории разработки месторождения. Вместо того чтобы начинать процесс адаптации с настройки моделей скважин для воспроизведения реальных уровней добычи – другими словами, пытаться минимизировать число скважин, переключая их в режим ОДС (ограничение на дебит скважины) – несжимаемая модель позволяет инженеру немедленно начинать увязку с историей без учета давления по абсолютной величине. В месторождениях, где присутствуют 100, а может и 1000 скважин, практически невозможно провести адаптацию без переключения забойного давления некоторого процента скважин в режим ограничения или вообще исключить их из рассмотрения. Попытки индивидуальной настройки каждой скважины являются дорогим и медленным решением, и даже не нужным в свете того факта, что давление могло бы само по себе иметь вторичное значение. Возможность адаптировать внутрисхемный поток и получать новые, специфические для метода линий тока данные делает процесс воспроизведения истории разработки больших моделей с множеством скважин особенно подходящим для SL-моделирования. Прямым следствием этого является уменьшение времени затрачиваемого на увязку модели месторождения с реальной картиной разработки.

1.2. Методы описания вытеснения многофазного потока в пористых средах

1.2.1. Метод трубок тока

Маскет в 1937 дал раннее описание основных аналитических уравнений, которые определяют функцию потока Ψ и потенциальную функцию Φ в простых двумерных областях для несжимаемой жидкости.

Хиггинс и Лейтон [26, 27] ввели идею использования связки трубок тока для моделирования многофазного вытеснения в пористых средах. Каждая трубка тока рассматривается как одномерная система, вдоль которой может применяться решение Бакклея-Левретта [12]. В их модели связки трубок тока фиксированы в течение всего периода вытеснения. Взамен для подсчета изменения поля подвижности в пределах каждой трубки с развитием вытеснения обновляется сопротивление. Затем последующие объемы нагнетания в трубки тока базируются на сопротивлениях в трубке, так что в трубках с высокой подвижностью флюида (низкое сопротивление) соответственно больше нагнетается жидкости, чем в трубки с низкой подвижностью флюида. Результаты такого метода хорошо сходятся с экспериментальными и численными результатами для уровня подвижности от 1 до 800.

Мартин и др. [35] отметил, что метод фиксированных трубок тока несостоятелен для благоприятного уровня подвижности $M=0.1$ и дает неточные результаты для уровня подвижности более 100. Мартин и др. приходит к другим выводам, чем Хиггинс и Лейтон [27], т.к. они использовали более изогнутые кривые относительной проницаемости, что в свою очередь уменьшает скорость скачка Бакклея-Левретта. Для этой ситуации, они показали, что траектории трубок тока позади ряда нагнетания относительно постоянны, но траектории трубок тока перед ним значительно изменяются. При периодическом повторном вычислении траектории трубок тока, новый метод дает хорошие результаты для $M<1$ и для $M>100$. Однако, перевычисление траектории линий тока приводит к неоднородным начальным условиям вдоль новой линии тока. Чтобы преодолеть эту проблему, Мартин и др. использует численный способ перемещения насыщенности вдоль обновленных траекторий, как будет описано далее.

Мартин и Вегнер [34] расширили их предыдущий метод на двухфазную задачу с большим количеством скважин. Они численно вычисляют значение функции потока Ψ в двумерной дискретизированной области. Функция Ψ затем определяет трубки тока. Мартин и Вегнер обновляют трубки тока для соблюдения изменения поля подвижности и применяют первоначальную насыщенность к новым позициям трубок тока. Первоначальная насыщенность затем перемещается во времени, основываясь на знании локальной скорости насыщенности и общего уровня потока в трубке. Поскольку полный уровень потока на новом временном шаге не известен, пока не известен новый профиль насыщенности, они повторяют процедуру до тех пор, пока вычисленный уровень потока не перестанет изменяться. Эта техника эффективна, так как скорости насыщенности вдоль линии тока располагаются в порядке: от медленных к быстрым. Этот метод был бы несостоятельным, если бы фронты столкнулись (то есть: более быстрый фронт насыщенности был направлен против более медленного фронта). Метод Мартина и Вегнера подобен методу Хиггинса и Лэйтона в том, что уровень потока в трубках изменяется с изменением поля подвижности.

Преимуществом всех рассмотренных методов линий тока/трубок тока является то, что они быстрее и точнее эквивалентного традиционного конечно-разностного моделирования. Однако данные методы применимы только к 2D задачам для простого механизма вытеснения.

Лэйк и др. [31] объединил ареальную модель трубок тока с конечно-разностной моделью для моделирования крупномасштабного ПАВ/полимерного заводнения. Физика полимерного вытеснения и неоднородность по пластам были объединены в характерную 2D конечно – разностную модель поперечного сечения. Результирующие графики добычи затем переносятся на ареальную модель трубок тока, дающую композицию 2D+2D подхода.

Эммануэль и др. [16] и Мэтьюс и др. [37] признают, что детальное описание пластовой неоднородности улучшает точность прогнозов. Обычные методы моделирования не могут адекватно рассчитать большие модели, удовлетворяющие улучшенному описанию пласта. Снова, для этой цели они используют составную модель трубок тока. Физика вытеснения в этом случае, а также WAG вытеснения, послойная неоднородность, и коррекция гравитационной составляющей, собраны в соответствующем 2D численном симуляторе. Результирующие кривые фракционного потока из симулятора затем применяются к трубкам тока, вычисленным при помощи метода Мартина и Вагнера. Они не только сделали вывод, что составная модель быстрее традиционных методов, но и обнаружили, что вычисление повышенной неоднородности привело к результатам, которые соответствуют фактической эксплуатационной характеристике без подгонки информации по данным истории разработки, или регулирования данных.

Ренард развил 2D метод трубок тока, который включает периодическое обновление трубок тока для вычисления изменения положения скважин и изменения полей подвижности. Ренард использовал пошаговый процесс для трассирования линий тока, которые затем определяют трубки тока, но заметим, что пошаговый процесс является неточным для остро изогнутых линий тока около границ или источников/стоков. К сожалению, Ренард не показывает, как 1D решения продвигаются во времени вдоль трубок тока.

Сиэль и др. использует метод трубок тока для моделирования высоко нелинейного вытеснения в 2D области поперечного сечения. Чтобы соблюсти изменяющееся поле подвижности, Сиэль и др. предлагает периодически повторно вычислять траектории трубок тока. Он оставил идею вычисления сопротивлений трубки (метод Хиггинса и Лейтона), потому что метод оказался несостоятельным для должного моделирования нелинейных вытеснений. Таким образом, все трубки тока содержат одинаковый уровень потока для данного временного шага. Взамен, для соблюдения изменения поля подвижности, изменяются размеры трубки. Затем аналитическое решение применяется вдоль пересчитанной траектории. Хотя он признает, что периодическое перевычисление траекторий медленнее процедуры Хиггинса и Лейтона, метод дает точный прогноз характеристики прорыва для высоко нелинейного вытеснения. Сиэль использует метод для изучения заводнения, FCM, и композиционного вытеснения. Главным допущением применения аналитических решений для перевычисления траекторий является то, что потоки зависят от неоднородности так, что траектории трубок тока сильно не изменятся от шага к шагу. Более того, т.к. траектории трубок тока остаются относительно фиксированными, можно брать очень большие временные шаги до тех пор, пока не будут собраны данные о нелинейности вытеснения. Результатом таких выводов является метод трубок тока, который точно моделирует неоднородные FCM и композиционные вытеснения на 3 - 5 порядков быстрее обычных методов.

Очевидное расширение вышеупомянутой модели трубок тока - это трехмерные системы. Ключевой переход от 2D к 3D системе позволяет определять трубки тока в 3D. Уже в 1957, Иих представил определение функции потока для трехмерного несжимаемого течения жидкости. 3D функция потока определяется пересечением двух наборов ортогональных поверхностей потока с четырьмя точками пересечения, определенных в 3D трубке тока. Нельсон расширил метод Ииха на неоднородные системы. В обеих работах обсуждается математическое определение 3D функций потока и создается не специфичная модель потока вытеснения. Основная сложность 3D трубок тока заключается в том, что они являются сложными геометрическими объектами в 3D.

1.2.2. Метод линий тока

Большинство публикаций, посвященных линиям тока, в основном содержатся в литературе о подземных водах. Хотя применение метода широко, в данном обзоре сконцентрируемся только на результатах метода линий тока, как метода точного прогнозирования траекторий линий тока в 3D пространстве, и применения уравнения сохранения к линиям тока. Как уже обсуждалось, Фей и Праттс представили раннюю работу в нефтяной литературе, которая использует линии тока в 2D.

Все 3D методы линий тока используют идею трассирования частицы для определения линии тока. Шафер [41] трассирует движение частиц от стоков к источникам при помощи метода Рунге-Кутта. Сохраняя следы частиц в каждый момент времени, чтобы пройти по каждой линии тока, Шафер затем определяет зоны поглощения для добывающих скважин, основываясь на желаемой поверхности изохрон. Метод Шафера применяется к 2D однородной системе нескольких скважин. Поллок [39] улучшил метод трассировки Рунге-Кутта, определив кусочно-линейную интерполяцию поля скорости в пределах блока сетки. Аналогичный метод был разработан Датта-Гапта и Кинг [9]. Результатом является алгоритм, который аналитически определяет траектории линий тока в пределах блока сетки. Также существуют другие методы интерполяции скорости в блоках сетки, но они не совместны с основным уравнением потока [22].

Чтобы уточнить физику потока, которую может высчитать метод линий тока, Бомер и Шектер [8] применили общие численные уравнения сохранения вдоль линии тока. Численное решение дает объяснение дисперсии и реакции компонентов по направлению линии тока, в то время как траектории ареальных линий тока дают объяснение скважинному распределению. Метод Боммера и Шектера - 2D, и трассировка линий тока выполняется при помощи простого пошагового метода продвижения между блоками сетки.

Датта-Гапта и Кинг [9] ввели понятие «time-of-flight» - время полета вдоль линии тока. Эта идея использовалась Кингом и др. [12] для

моделирования FCM вытеснения в 2D неоднородном поперечном сечении, путем пересчета 1D FCM решения Годда-Лонгстаффа вдоль линий тока. Вместо обновления траектории линий тока для расчета изменения поля подвижности, линии тока связываются с факторами усиления, основанными на абсолютном падении давления вдоль линии тока. При помощи этого метода высоко подвижные флюиды корректно размещаются в линиях тока с наименьшим сопротивлением. Главной целью этой работы является оценка неоднородности пласта при FCM вытеснении. Метод линий тока предоставляет инструмент в 10^4 раз более быстрый, чем традиционные методы с высоким разрешением, который фиксировал бы эффекты неоднородности без потери физики потока. Датта-Гапта и Кинг [9] также представили модель линий тока для 2D неоднородного ареального вытеснения трассировки между двумя скважинами и проблем заводнения.

Метод линий тока расширен на реальные 3D системы Блантом и др. [7] и включает продольное и поперечное распределение эффектов гравитации при FCM вытеснении. Сиэль и др. также представляет результаты 3D линий тока и расширяет метод для ситуации с большим количеством скважин, также как и расчет изменения полей подвижности в многофазных вытеснениях. Эти последние идеи описаны и расширены в этой работе. Совсем недавно Пэдибхотла и др. представил 3D методику фиксирования линий тока для большого количества скважин.

1.2.3. Метод трассирования фронта и оператор разложения

Методы трассирования фронта применимы к потокам в пористых средах, если основное уравнение сохранения массы может быть записано в гиперболическом виде. Трассирование фронта составляет дискретизацию волны разреженности в ряд ударов (фронтов) с каждой скоростью удара, заданной условиями Рэнкина-Хугониота. Фронты затем перемещаются на основную сетку на основании знаний о скорости фронта и основного профиля скорости. Неотъемлемой частью трассирования фронта в различных измерениях является оператор разложения, посредством которого фронты перемещаются независимо в каждом направлении координаты сетки. Конечное положение фронта составляет затем сумму различных перемещений в каждом направлении.

Эти идеи формально представлены Глиммом и др. [20] и применяются в 2D к четверти 5-точечной задачи для различных уровней подвижности и неоднородности. Метод очень точен и дает небольшую численную погрешность или эффекты ориентации сетки. Стоит отметить, что до Глимма, Фей и Праттс [18] и Мартин и Вегнер [34] использовали упрощенный одномерный метод трассирования фронта (перемещение поверхности) вдоль линий тока для вычисления нефтеотдачи. Их методы просты, т.к. они не могут

вычислить столкновение фронтов, которое происходит, когда скорость фронта добывания выше скорости фронта нагнетания.

Методы трассирования фронтов с эффектом гравитации были представлены Глиммом и др. [21] и Колелла и др. [13] в применении к 2D задачам. Гравитация вычисляется оператором разложения в вертикальном направлении. Кокбербер и Миллер [30] представили новый метод трассирования фронта для трехмерных систем, который отслеживает фронты вдоль граничных элементов сетки. Граничные элементы по площади определяются на основании линий тока и эквипотенциальных линий, и вертикально - на основании простой системы слоев. Периодически элементы обновляются вместе с изменением положения фронтов. Этот метод применяется к 2D вертикальному гравитационному вытеснению и площадному вытеснению для двух скважин и дает минимальную дисперсию. Братведт и др. [10, 9], как и Глимм и др. [21], представил подобный метод трассирования фронта, но расширил его до полных 3D систем с большим количеством скважин. Их идеи были осуществлены в коммерческом коде FRONTSIM. Отмечено, что данный код более эффективно расходует ресурсы центрального процессора и допускает меньшую погрешность, а также эффекты ориентации сетки, чем обычные методы.

Братведт и др. [9] также рассматривает метод трассирования фронта вдоль линий тока в приложении к 2D ареальным областям. Трассирование фронтов вдоль линий тока дает в результате меньшие эффекты ориентации сетки, чем стандартные методы трассирования фронтов вдоль координат сетки. Тижинк и др. использовал подобный метод трассирования фронта линий тока для изучения ареальных проблем перемещения примесей. Не так давно Братведт и др. [11] для метода трассирования фронта линий тока представил результаты 2D заводнения в поперечном сечении, которые объясняют эффект гравитации. Эффект гравитации рассчитывается оператором разложения так, что флюиды конвективно перемещаются вдоль линий тока, а затем вертикально вследствие эффектов гравитации. Это метод, который используется в данной работе.

1.2.4. Метод линий тока и неоднородность

Неоднородность сильно влияет на нефтеотдачу пласта. Из-за скорости, модели линий тока/трубок тока идеально подходят для изучения эффектов неоднородности.

Хьюит и Бэрнс [24] использовали симулятор трубок тока для оценки описания эффекта рекурсивной неоднородности при моделировании потоков. Они отметили, что результаты для потоков в рекурсивной реализации дают большее просачивание воды, более ранний прорыв воды, и меньшую

нефтеотдачу, чем результаты с меньшим распределением неоднородности проницаемости. Из-за погрешности, связанной с неоднородностью в реальном масштабе, Хьюит и Бэрнс дополнительно используют модель трубок тока для прогноза погрешности нефтеотдачи. Скорость симулятора трубок тока позволяет быстро изучить многократные реализации детальных моделей.

Датта-Гапта и др. [15] изучили обратное моделирование при помощи 2D модели линий тока, описанной Датта-Гапта и Кингом [14] для первого создания типичных кривых трассировки в зависимости от различных индексов неоднородности. Скорость модели линий тока сделала её идеально подходящей для многократных циклов программы, требуемых для создания типичных кривых. Как только типичные кривые получены, к ним можно применять профиль трассировки, чтобы получить параметры неоднородности.

Сиэль и др. использовал скорость метода линий тока, чтобы продемонстрировать многочисленные изображения по разнообразию механизмов вытеснения. Важным заключением является то, что неточность из-за множественной неоднородности изображений точно фиксируется методом линий тока за время, требуемое для отдельных результатов вытеснения, полученных конечно-разностным методом.

Хотя методы линий тока в последние годы были очень распространенными, ограничения все еще существуют. Чтобы расширить метод линий тока на более общие ситуации, используется комбинация новых идей, развитых несколькими из вышеупомянутых авторов. Метод трассирования линий тока Поллока [39] и Датта-Гапта и Кинга [14] используется для трассирования аналитических траекторий линий тока в 3D пространстве. По Сиэль, траектории линий тока периодически повторно вычисляются для соблюдения изменения распределения подвижности. Аналитическое решение применяется к линиям тока при помощи подхода Тила. Чтобы обобщить метод линий тока для объяснения полевых ситуаций, к линиям тока применяются численные решения, как предложено Бомером и Шектером [8]. Наконец, эффекты многофазной гравитации представлены техникой оператора разложения подобно тому, как это происходит в методе трассирования фронта [21].

1.2.5. FD-и SL-моделирование

Из анализа литературы, посвященной сравнению SL-моделирования с обычными подходами, может сложиться мнение о кажущейся тенденции к полной смене основной концепции при гидродинамическом моделировании. Но «исчезновение» FD-моделирования маловероятно, поскольку наряду с большим количеством достоинств SL-моделирования, у подобного подхода существуют и ощутимые недостатки, не всегда ясно указываемые авторами работ посвященных этой теме. Скорее всего, это связано с действительно

высокой перспективностью метода на базе линий тока и его относительно недавним «переоткрытием». Тем не менее, наиболее ясно вырисовывается ориентированность к комбинированию обоих подходов, совмещая достоинства и того и другого методов с минимизацией недостатков каждого. Другими словами, вполне вероятное будущее стоит за так называемыми «гибридными» симуляторами, позволяющими на различных этапах моделирования применять тот или иной подход, в зависимости от стадии. Поэтому в качестве заключения приводится уже апробированный результат совмещения FD- и SL-моделирования применительно к процессу адаптации гидродинамической модели по истории разработки месторождения.

Для решения проблемы повышения эффективности компьютерного моделирования месторождений был предложен один из способов, т.н. параллельный метод моделирования (parallel modeling approach) [45]. Главным достоинством подобного подхода является возможность работы с множеством масштабов модели сообща. Такой подход предоставляет различные типы данных, каждый из которых дает информацию о разных масштабах, для их последующей интеграции.

Более подробное описание методологии параллельного подхода можно найти в [45]. Основной недостаток параллельного подхода, представленного на рис. 1.4, состоит в том, что не учитываются ошибки усреднения. Адаптация в мелком масштабе может быть достигнута, только если поведение потока в усредненном масштабе ($z_{up}(r)$) соответствует характеристикам потока в точном масштабе ($z(r)$). Цель состоит в том, чтобы получить полностью адаптированную мелкозернистую модель с историей разработки.

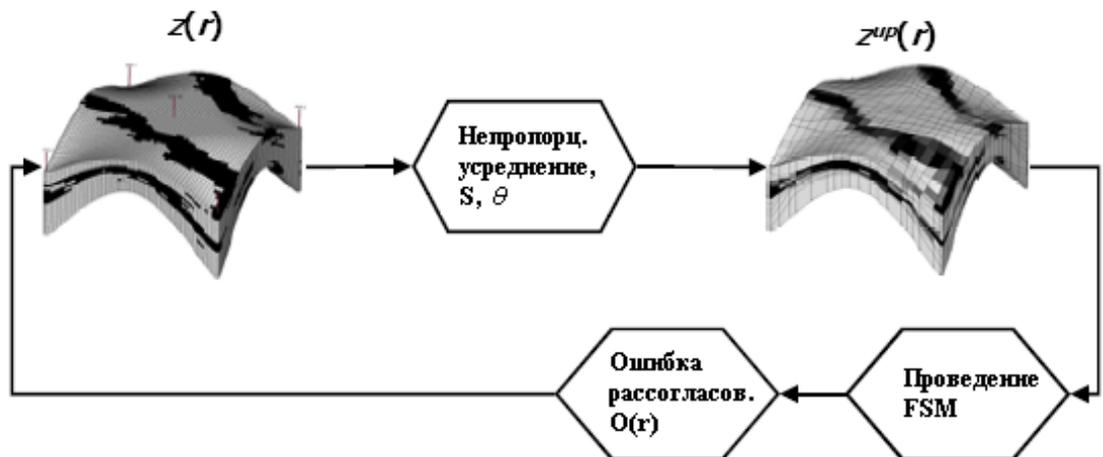


Рис. 1.4. Параллельный подход к моделированию пласта [44]

В этом случае методология также заключается в создании мелкозернистой модели с распределением основных свойств пласта ($z(r)$). Однако вместо немедленного проведения фазы ремасштабирования, проводится оптимизация генерируемой сетки с целью уменьшения ошибок усреднения между обеими моделями. Истинная, но не известная ошибка может быть представлена следующим соотношением

$$\varepsilon = \left\| FSM(z^{up}(r)) - FSM(z(r)) \right\|,$$

где ε представляет ошибку усреднения, а FSM – аббревиатура, означающая процесс полного FD-моделирования движения флюида. Однако в действительности ε не может быть вычислено, т.к. это потребовало бы проведение FSM в мелком масштабе. Поэтому задача состоит в уменьшении ошибки усреднения ε без знания результатов FSM ($z(r)$). Для достижения этого, авторы [45] ввели «быструю» аппроксимацию моделирования движения жидкости в пласте FSM*, позволяющую определить примерную ошибку усреднения

$$\varepsilon^* = \left\| FSM^*(z^{up}(r)) - FSM(z(r)) \right\|.$$

При этом сделано следующее допущение: уменьшение ε^* должно подобным образом отражать уменьшение. Оптимизация генерируемой сетки начинается с выполнения FSM* в мелком масштабе. Затем мелкозернистая модель усредняется по некоторым данным начальным параметрам S и θ . FSM* затем выполняется множество раз над крупнозернистой моделью для нахождения набора S , θ , который бы минимизировал ε^* . Единственное требование состоит в том, чтобы уменьшение ε^* должно сопровождаться таким же уменьшением ε , хотя эти величины могут различаться по абсолютной величине.

Параллельный подход к моделированию с дополнительной оптимизацией генерируемой сетки, являющийся основным методом определения параметров пласта, представлен на рис. 1.5. Детали решения (технология адаптации модели, алгоритмы усреднения и генерации сетки и т.п.) могут варьироваться в зависимости от присутствующих задачи и средств.

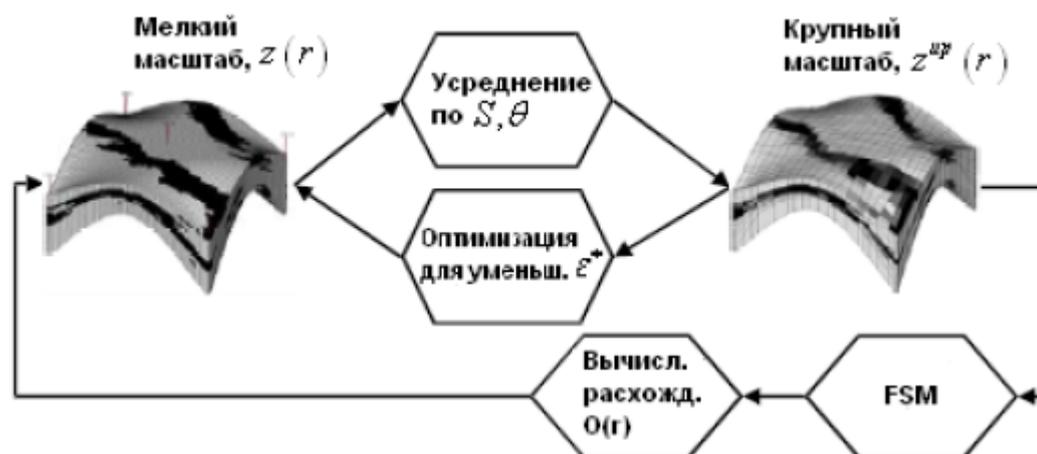


Рис. 1.5. Базовый параллельный подход к моделированию с оптимизацией генерируемой сетки [45]

В работе [45] приведен конкретный учебный пример с представленным специфическим рабочим процессом моделирования (рис. 1.6). Рабочий процесс начинается с создания подробной мелкозернистой модели. SL-

моделирование (FSM) выполняется над мелкозернистой моделью с получением диаграммы обводненности (дебит воды, деленный на суммарный дебит воды и нефти). Используя алгоритм 3D-DEGA (алгоритм генерации трехмерной гибкой сетки, [45]), подробная модель усредняется до получения крупнозернистой модели.



Рис. 1.6. Блок-схема рабочего процесса для учебного примера [45]

Затем выполняется SL-моделирование над усредненной моделью и вычисляется ошибка рассогласования ($O(r)$) между диаграммами обводненности обеих моделей. Моделирование на базе метода линий тока выполняется множество раз до тех пор, пока не будут оптимизированы параметры, заданные для 3D-DEGA, и минимизировано расхождение $O(r)$.

Результатом предложенного алгоритма является крупнозернистая модель с оптимально сгенерированной сеткой, которая с достаточной точностью воспроизводит историю разработки и предоставляет надежные прогнозы на будущее при той же самой схеме расположения скважин. Пожалуй, самым большим достоинством подобного подхода является то, что FD-моделирование проводится только в крупном масштабе, а дополнительная оптимизация сетки за счет применения SL-моделирования позволяет получить полностью адаптированную мелкозернистую модель.

1.3. Математическая модель метода линий тока

Модель линий тока включает два компонента: (1) путь движения линий тока, и (2) решение 1D задач вдоль линий тока. Для получения траектории движения линий тока требуется определение полей давления.

1.3.1. Основные уравнения метода линий тока

Модель линий тока базируется на определении сначала полей давления, и затем распределения насыщенности. Это неявный для давления и явный для насыщенности метод (IMPES). Существует одно преимущество IMPES метода для обычных конечно – разностных схем перед полностью неявным методом, которое заключается в уменьшении численной погрешности из-за ошибки дискретизации. Недостаток же его заключается в том, что из соображений стабильности нужно брать маленький размер временных шагов.

Приведем основные уравнения для давления и насыщенности многофазного потока, использующиеся в методе линий тока. Основное уравнение потока компонента i с n_p фазами, движущимися в пористой среде, определено Лэйком [32] и имеет вид

$$\sum_{j=1}^{n_p} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \omega_{ij} \rho_j S_j) + \nabla \cdot \left(\omega_{ij} \rho_j \vec{u}_j - \phi \rho_j S_j \vec{D}_{ij} \cdot \nabla \omega_{ij} \right) = q_s \rho_j \omega_j, \quad (1.1)$$

где q_s представляет объем уровня потока источника или стока, D_{ij} характеризует компонент дисперсности, $\omega_{i,j}$ – массовая доля компонента i фазы j , и u_j – скорость фазы, заданная согласно Закону Дарси

$$\vec{u}_j = - \frac{\vec{K} k_{rj}}{\mu_j} \cdot (\nabla P_j + \rho_j g \nabla D). \quad (1.2)$$

Фазовое давление - P_j , D – глубина, g – гравитационная постоянная. Чтобы упростить уравнение (1.1) примем, что флюид несжимаем (ρ_j – постоянная), и не существует компонента дисперсности ($D_{ij}=0$), в итоге получим:

$$\sum_{j=1}^{n_p} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (\phi \omega_{ij} S_j) + \nabla \cdot \omega_{ij} \vec{u}_j = q_s \omega_{ij} \right\}. \quad (1.3)$$

Затем, суммируя уравнение (1.3) по всем компонентам и учитывая, что

$$\sum_{i=1}^{n_c} \omega_{ij} = 1, \text{ получаем}$$

$$\nabla \cdot \vec{u}_t = q_s \quad (1.4)$$

- основное уравнение баланса объема для несжимаемого потока. Полная скорость u_t может быть определена суммированием уравнения (1.2) по n_p фазам, в результате получим

$$\vec{u}_t = -\vec{K} \cdot (\lambda_t \nabla P + \lambda_g \nabla D). \quad (1.5)$$

Капиллярным давлением можно пренебречь, так что $P = P_j$. Полное движение (λ_t) и полное гравитационное движение (λ_g) – определяется по формулам

$$\lambda_t = \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j}, \quad \lambda_g = \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj} \rho_j g}{\mu_j}. \quad (1.6)$$

Наконец, объединяя уравнения (1.4) и (1.5), приходим к основному уравнению для давления многофазного несжимаемого потока в пористой среде

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot (\lambda_t \nabla P + \lambda_g \nabla D) = -q_s. \quad (1.7)$$

Уравнение (1.7) эллиптическое и известно как уравнение Пуассона, с неизвестным P . Если P - известно, u_t может быть определено при помощи уравнения (1.5).

Основное уравнение насыщенности для IMPES метода может быть получено из уравнения (1.3). Для упрощения задачи предположим, что фазы являются несмешивающимися, так что $\omega_{i,j}=0$ при $i \neq j$ и $\omega_{i,j}=1$ при $i = j$

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{u}_j = q_s f_{js}. \quad (1.8)$$

Заменим Закон Дарси в уравнении (1.2), на уравнение (1.8) и устраним ∇P , применяя уравнение (1.5), в результате получим

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\frac{k_{rj} / \mu_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{\mu_m}} \vec{u}_t + \vec{K} \cdot g \nabla D \frac{k_{rj} / \mu_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{\mu_m}} \sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{\mu_m} (p_m - p_j) \right) = q_s f_{js}. \quad (1.9)$$

Определим стандартный фракционный поток Бакклея-Леверетта в виде

$$f_i = \frac{k_{rj} / \mu_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{mj}}{\mu_m}} \quad (1.10)$$

и гравитационную составляющую потока, как

$$\vec{G}_j = \vec{K} \cdot g \nabla D \frac{k_{rj} / \mu_j}{\sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{\mu_m}} \sum_{m=1}^{n_p} \frac{k_{rm}}{\mu_m} (p_m - p_j). \quad (1.11)$$

Уравнение (1.9) можно переписать в виде

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot f_j \vec{u}_t + \nabla \vec{G}_j = q_s f_{js}. \quad (1.12)$$

Учитывая, что $\nabla \cdot \vec{u}_t = 0$ для несжимаемого потока, основное уравнение насыщенности для одной фазы принимает вид

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \vec{G}_j = q_s f_{js}. \quad (1.13)$$

Уравнение насыщенности является гиперболическим.

Уравнения (1.7) и (1.13) составляют основную систему нелинейных уравнений для IMPES метода, которая используется в модели линий тока. Они не линейны, т.к. коэффициенты в каждом уравнении зависят от неизвестных переменных (P или S_j). Хотя уравнения близки, их математическое поведение различно и поэтому их можно решить по-разному. Это основная идея IMPES метода линий тока. В отличие от традиционного конечно – разностного IMPES метода, использование метода линий тока позволяет преобразовывать уравнение (1.13) в 1D уравнения.

1.3.2. Решение уравнения для давления

Для метода линий тока, залежь делится сеткой в Декартовой системе координат, что может быть сделано и при традиционном моделировании. Для простоты возьмем регулярную Декартовую систему координат, но можно расширить метод для расчета на более точной локальной сетке, несмежных связей или различных возвышений блоков сетки в пределах данного слоя. Основное уравнение для давления (уравнение (1.7)) решается по принципу конечно – разностного метода в Декартовой системе координат. Для более полного описания конечно – разностного метода в моделировании пласта см. Азис и Сеттари [4]. Дискретная форма уравнения (1.7) в 3D с использованием семиточечного шаблона в Декартовой системе координат произвольного местоположения блока сетки i, j, k , определяется как

$$\begin{aligned} & T_{z,k-\frac{1}{2}} P_{i,j,k-1} + T_{y,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1,k} + T_{x,i-\frac{1}{2}} P_{i-1,j,k} \\ & - P_{i,j,k} (T_{z,k-\frac{1}{2}} + T_{y,j-\frac{1}{2}} + T_{x,i-\frac{1}{2}} + T_{z,k+\frac{1}{2}} + T_{y,j+\frac{1}{2}} + T_{x,i+\frac{1}{2}}) \\ & T_{z,k+\frac{1}{2}} P_{i,j,k+1} + T_{y,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1,k} + T_{x,i+\frac{1}{2}} P_{i+1,j,k} = \\ & G_{z,k-\frac{1}{2}} D_{i,j,k-1} + G_{y,j-\frac{1}{2}} D_{i,j-1,k} + G_{x,i-\frac{1}{2}} D_{i-1,j,k} \\ & - D_{i,j,k} (G_{z,k-\frac{1}{2}} + G_{y,j-\frac{1}{2}} + G_{x,i-\frac{1}{2}} + G_{z,k+\frac{1}{2}} + G_{y,j+\frac{1}{2}} + G_{x,i+\frac{1}{2}}) \\ & + G_{z,k+\frac{1}{2}} D_{i,j,k+1} + G_{y,j+\frac{1}{2}} D_{i,j+1,k} + G_{x,i+\frac{1}{2}} D_{i+1,j,k} - q_{s,i,j,k} \end{aligned} \quad (1.14)$$

Заметим, что k индекс находится в направлении координаты z , j индекс в направлении координаты y , и i индекс находится в направлении координаты

х. Для центрированной сетки определено среднее гармоническое значение межблочной проницаемости:

$$T_{z,k+\frac{1}{2}} = \frac{2\Delta x_k \Delta y_k}{\frac{\Delta z_k}{\lambda_{t,k} K_{z,k}} + \frac{\Delta z_{k+1}}{\lambda_{t,k+1} K_{z,k+1}}}, \quad (1.15)$$

где x, y, z представляют измерения блоков сетки. Точно так же определено среднее гармоническое значение межблочной гравитационной составляющей по формуле

$$G_{z,k+\frac{1}{2}} = \frac{2\Delta x_k \Delta y_k}{\frac{\Delta z_k}{\lambda_g K_{z,k}} + \frac{\Delta z_{k+1}}{\lambda_{g,k+1} K_{z,k+1}}}. \quad (1.16)$$

В уравнении (1.14) $q_{s,i,j,k}$ представляет источник/сток в i,j,k блоке. Для нагнетания принимается положительным, а для добывания - отрицательным.

1.3.3. Граничные условия

Граничные условия для решения уравнения (1.14) определены на скважинах и на границах поверхности модели пласта, через которые нет потоков. Моделирование скважин в рамках модели линий тока значительно проще, чем в стандартных конечно – разностных моделях. Однако такая модель достаточна для проверки идей метода линий тока. Для детального описания моделей скважин в конечно – разностных методах см. Азис и Сеттари [4].

Для любых скважин может быть задано либо давление, либо уровень общей добычи/закачки. Модель линий тока предполагает, что скважина моделируется с переменным градиентом плотности в стволе скважины, но без потерь трения. Основным уравнением для скважины с n_l пластами является

$$q_s = \sum_{k=1}^{n_l} T_k^w [P_k^w - P_k], \quad (1.17)$$

где P_k^w - давление в стволе скважины, и P_k - давление в блоке сетки. Проницаемость в скважине T_k^w по слоям определяется по формуле

$$T_k^w = \frac{2\pi\Delta z_k}{\ln\left(\frac{\tau_{o,k}}{r_{\omega,k}}\right) + s_k} \lambda_{t,k}^w, \quad (1.18)$$

где s_k – скин-фактор, $\tau_{o,k}$ - радиус Писмана [38], и $r_{\omega,k}$ – радиус ствола скважины, подвижность ствола скважины $\lambda_{t,k}^w$ принимается как подвижность в блоках сетки для добывающей скважины, и подвижность нагнетаемой фазы для нагнетательных скважин.

Наконец, для скважин, пересекающих несколько слоев, давление в скважине для каждого слоя связано с давлением в скважине в верхней точке

пересечения скважины с блоком сетки (k^*). Переменный градиент плотности в стволе скважины определяется по формуле

$$P_k^w = P_{k^*}^w + 0,5 \sum_{i=k^*+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1}), \quad (1.19)$$

где определенная гравитация в стволе скважины γ_i в i -том пласте может быть рассчитана по формуле:

$$\gamma_i = \frac{\lambda_{g,i}}{\lambda_{t,i}}. \quad (1.20)$$

Для добывающих скважин γ_i рассчитывается по свойствам блока, а для нагнетательных γ_i - по свойствам нагнетаемой фазы. Объединение уравнений (1.17) и (1.19) дает основное уравнение потока между скважинами

$$q_s = \sum_{k=1}^{nl} T_k^w \left[P_{k^*}^w - P_k^w + 0,5 \sum_{i=k^*+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1}) \right]. \quad (1.21)$$

Неизвестным в данном уравнении является либо $P_{k^*}^w$ для скважин с заданным ограничением на полную добычу/закачку, или q_s для скважин с заданным ограничением на давление.

1.3.4. Численное решение матрицы для давления

Группируя уравнения (1.14) и (1.21) и выделяя блоки сетки с неизвестным давлением, получаем систему основных дискретных уравнений. В матричной форме система уравнений выглядит как

$$T\vec{P} = \vec{B}, \quad (1.22)$$

где T определяет проницаемость в скважине и в блоке сетки, получаемую из уравнений (1.14) и (1.21). Для IMPES метода T - симметричная матрица. Вектор P содержит неизвестные значения давления во всех блоках сетки и неизвестное скважинное давление. Вектор B содержит условия проницаемости и гравитации в блоке сетки, условия на скважинах источниках или стоках, и условия на скважинах, где определено $P_{k^*}^w$.

Уравнения (1.22) образуют систему линейных уравнений, в которых насыщенности зависят от значений, определенных за предыдущий временной шаг, в то время как P определяется за текущий временной шаг. Решение уравнения (1.22) не требует знания начального давления. Однако чтобы единственным образом определить решение, нужно определить давление, по крайней мере, на одной скважине (граничные условия Дирихле).

Уравнения (1.22) представляют большую систему линейных уравнений, которая решается итеративным методом. Уравнения (1.22) решаются при помощи одного из двух методов: метода сопряженного градиента (JCG) из библиотеки ИТРАСК [29] или многосеточного метода (AMG GMD [43]). Для всех моделей, содержащих более 1000 блоков сетки, многосеточный метод

позволяет решать задачи с большей скоростью по сравнению с методом сопряженного градиента.

1.3.5. Определение поля скорости

Когда поле давления найдено, то чтобы провести траектории линий тока нужно определить поле векторов скорости. Закон Дарси, (уравнение (1.5)) применяемый между двух узлов давлений, определяет общую скорость Дарси на поверхности блоков сетки в виде

$$u_{t,k+\frac{1}{2}} = \frac{T_{z,k+\frac{1}{2}}}{A_{k+\frac{1}{2}}}(P_{k+1} - P_k) + \frac{G_{z,k+\frac{1}{2}}}{A_{k+\frac{1}{2}}}(D_{k+1} - D_k), \quad (1.23)$$

где $A_{k+1/2}$ - площадь поперечного сечения поверхности блока сетки. Чтобы определить вектор скорости на поверхности блока сетки, на конечном шаге требуется преобразовать скорость Дарси в промежуточную скорость (vt), делением на пористость в блоке сетки. Тогда промежуточная скорость определяется на поверхности блока сетки по нормали к поверхности.

1.3.6. Аналитическое описание траектории линий тока

Линии тока – определяются как мгновенные кривые в пространстве, вдоль которых каждая точка является тангенсом вектора скорости в этой точке [5]. Построение линий тока от нагнетательных скважин до добывающих основывается на аналитическом описании траектории линии тока в пределах блока сетки по принципу Поллока [39]. Основным является предположение о том, что поле скорости в каждом направлении координаты изменяется линейно и независимо от скоростей в другом направлении. Метод Поллока привлекателен, т.к. он является аналитическим и совместимым с основным уравнением материального баланса. Рассмотрим двумерный блок сетки на рис. 1.7, для которого известно промежуточное поле скорости и определена локальная и общая системы координат.

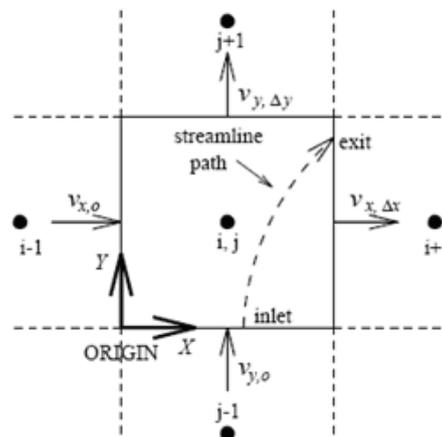


Рис. 1.7. Схема траектории линии тока в 2D сетке по направлениям Δx и Δy
Общая скорость в x направлении V_x определена в виде

$$V_x = V_{x,0} + m_x(x - x_0), \quad (1.24)$$

где m_x – градиент скорости в блоке сетки и определяется по формуле

$$m_x = \frac{V_{x,\Delta x} - V_{x,0}}{\Delta x}. \quad (1.25)$$

Зная, что $V_x = dx/dt$ уравнение (1.24) можно проинтегрировать для определения времени, требуемого для достижения точки x поверхности блока сетки

$$\Delta t_{e,x} = \frac{1}{m_x} \ln \left\{ \frac{V_{x,0} + m_x(x_e - x_0)}{V_{x,0} + m_x(x_i - x_0)} \right\}, \quad (1.26)$$

где x_i – входная координата, x_e – выходная координата, и x_0 – действительное положение - все в направлении координаты x . Аналогично, время, требующееся для достижения точки, в направлении y или z определяется по формулам

$$\Delta t_{e,y} = \frac{1}{m_y} \ln \left\{ \frac{V_{y,0} + m_y(y_e - y_0)}{V_{y,0} + m_y(y_i - y_0)} \right\}, \quad (1.27)$$

$$\Delta t_{e,z} = \frac{1}{m_z} \ln \left\{ \frac{V_{z,0} + m_z(z_e - z_0)}{V_{z,0} + m_z(z_i - z_0)} \right\}. \quad (1.28)$$

Точка выхода линии тока – это точка, которая достигается при наименьшем значении Δt_e , вычисленном из уравнений (1.26), (1.27), (1.28). Зная минимальное время Δt_e , точную позицию выхода линии тока определим, переписав уравнения (1.26), (1.27), (1.28) в виде

$$x_e = \frac{1}{m_x} (V_{x,i} \exp\{m_x \Delta t_e\} - V_{x,0}), \quad (1.29)$$

$$y_e = \frac{1}{m_y} (V_{y,i} \exp\{m_y \Delta t_e\} - V_{y,0}), \quad (1.30)$$

$$z_e = \frac{1}{m_z} (V_{z,i} \exp\{m_z \Delta t_e\} - V_{z,0}). \quad (1.31)$$

В традиционном случае однородной скорости в блоке сетки в данном направлении, $m=0$ и уравнение (1.26) становится $\Delta t_{e,x} = (x_e - x_i) / V_{x,0}$, в то время как уравнение (1.29) принимает вид $x_e = x_0 + \Delta t_{e,x} V_{x,0}$.

Для ситуации, когда существует разделение потока в x направлении внутри блока сетки (рис. 1.8), нужно убедиться, что значение V_x в точке входа такое же, как значение V_x в потенциальной точке выхода на грани блока сетки. Другими словами, линии одного потока не пересекаются внутри блока сетки. Эта проверка также исключает возможность вычисления «-» логарифма в уравнениях (1.26), (1.27), (1.28).

1.3.7. Время полета

Время полета (ТОФ) – это время, необходимое для прохождения расстояния s вдоль линии тока, основанное на поле скорости вдоль линии тока. Концепция ТОФ некоторое время использовалась в литературе о подземных водах как метод для вычисления радиусов фиксации скважин [41]. Позднее Кинг и др.[28] и Датта-Гапта и Кинг [14] использовали понятие ТОФ для моделирования потока в нефтяных пластах.

Математически, время полета τ определяется по формуле

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\zeta)}{|u_t(\zeta)|} d\zeta. \quad (1.32)$$

Данный интеграл вычисляется аналитически при помощи уравнения (1.26) – (1.28) так, что

$$\tau = \sum_{i=1}^{nblocks} \Delta t_{e,i}, \quad (1.33)$$

где - $\Delta t_{e,i}$ вычисленное приращение времени полета через блок сетки i .

На рис. 1.8 показан блок сетки, содержащий разделение потока и связанную с ним траекторию движения линии тока.

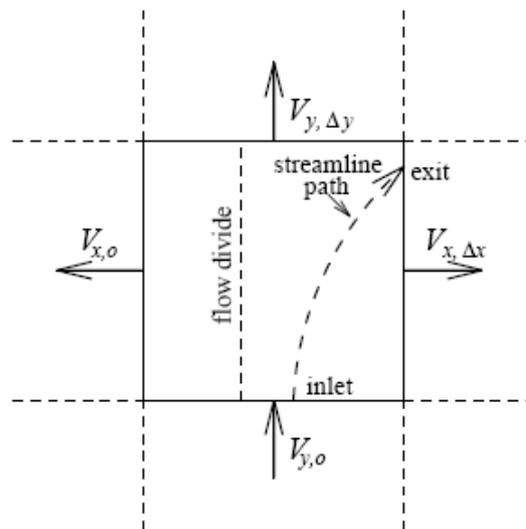


Рис. 1.8. Блок сетки, содержащий разделение потока и связанную с ним траекторию движения линии тока

1.3.8. Преобразование координаты вдоль линий тока

В обычной IMPES конечно – разностной модели, уравнение (1.13) решается в его полной трехмерной форме. В методе линий тока уравнение (1.13) расщеплено на несколько 1D уравнений, которые решаются вдоль линии тока. Решение нескольких 1D уравнений вдоль линий тока намного быстрее и точнее, чем решение полной 3D задачи, как будет показано ниже.

Линии тока начинаются на гранях блоков сетки, содержащих нагнетательные скважины. Т. к. линии тока движутся от нагнетательных скважин к добывающим, время полета рассчитывается на основе уравнения (1.33). Информация о τ используется для преобразования уравнения (1.13) в несколько 1D уравнений.

Блант и др. [7] выделил следующее преобразование координат: сначала записываем уравнение (1.32) как

$$\frac{\partial \tau}{\partial s} = \frac{\phi}{|u_t|}, \quad (1.34)$$

которое далее может быть переписано в виде

$$|u_t| \frac{\partial}{\partial s} \equiv \vec{u}_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau}. \quad (1.35)$$

В результате подстановки уравнения (1.35) в (1.13) получим

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_i}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \vec{G}_j = \frac{q_s f_{j,s}}{\phi}. \quad (1.36)$$

Уравнение (1.36) – основное квази-одномерное уравнение материального баланса, преобразованное вдоль координат линии тока. Это уравнение квази-одномерное, так как гравитационная составляющая обычно не соответствует движению вдоль линий тока.

1.3.9. Трассирование линий тока в 3D области с большим количеством скважин

Трассирование линий тока от произвольного числа блоков с нагнетательными скважинами к блокам с добывающими осуществляется при помощи уравнений, определенных в разделе 1.3.1. Линии тока не могут начинаться в центре блока с нагнетательной скважиной, так как поле скорости не может быть аппроксимировано как часть линии в пределах блока сетки, содержащего точечный источник. Поэтому линии тока начинаются на грани каждого блока сетки, содержащего нагнетательную скважину.

Число линий тока, начинающихся на грани нагнетательной скважины, может быть постоянно для всех граней, или может меняться от грани к грани. Последний способ используется в 3DSL. Линии тока исходят пропорционально потоку выходящему из грани, так что больше линий тока исходит от нагнетательных скважин с высоким уровнем потока, в то время как меньше линий тока исходит от нагнетательных скважин с низким уровнем

потока. Таким образом, больше линий тока, прослеживается в областях высоких скоростей потока и меньше - в областях низких скоростей.

Течение через каждую грань блока, содержащего нагнетательную скважину однородно, и соответствует основному полю скорости. Так как поток однороден, линии тока распределены на каждой грани однородно. Алгоритм для схемы однородного выхода произвольного числа линий тока заключается в равномерном распределении линий тока в горизонтальном направлении координаты и произвольном - в вертикальном направлении координаты. Эта схема позволяет пересекать фиксированному числу линий тока максимальное число блоков сетки. Поток q^{sl} , приходящийся на каждую линию тока выражается просто

$$q^{sl} = \frac{q_{face}}{n_{face}^{sl}}, \quad (1.37)$$

где q_{face} – поток, вытекающий из данной грани, и n_{face}^{sl} – число линий тока начинающихся на грани.

Не каждый блок сетки заданной области будет содержать линии тока для фиксированного общего числа исходящих линий тока. Пропущенные блоки сетки определяются линиями тока, которые затем возвращаются назад в поле скорости к нагнетательной скважине. Точный метод определения свойств флюида в пропущенных блоках сетки зависит от аналитического или численного решения, применяемого для отображения линий тока.

Различие между этим методом вычисления траекторий линий тока и методом, предложенным Хьюит и Ямада [23] состоит в точке, в которой начинаются линии тока. Хьюит и Ямада предлагают начинать линии тока на закрытой поверхности на некотором расстоянии от нагнетательной скважины, затем проводить каждую линию тока назад к нагнетательной скважине, и далее к добывающей. Главная цель этого подхода состоит в улучшении оценки потока каждой линии тока. Однако вычислительные эксперименты показали, что вычисление потока таким образом не точнее, чем определение потоков линий тока на основе уравнения (1.37), откуда следует, что оба метода вычисляют поток при помощи одного и того же основного поля скорости.

1.3.10. Связь линий тока и трубок тока

Численный метод линий тока сходится, когда максимальный фронт движения уменьшен до предельного значения отдельного блока сетки за временной шаг между вычислениями давления.

Траектория линии тока эквивалентна траектории трубки тока, если трубка тока связана с центральной линией тока в пределах трубки тока.

Объем трубки тока $V_{st}(s)$ в точке s вдоль его центральной линией тока определяется по формуле

$$V_{st}(s) = \int_0^s \phi(\zeta) A(\zeta) d\zeta, \quad (1.38)$$

где ζ - координата, определенная вдоль центральной линии тока, $\phi(\zeta)$ - пористость, и $A(\zeta)$ - площадь поперечного сечения трубки тока. По определению поток вдоль трубки тока постоянный $q_{s,t} = u(\zeta)A(\zeta)$. Основываясь на постоянном потоке и на информации о времени полета (уравнение (1.32)), уравнение (1.38) принимает вид:

$$V_{st}(s) = \int_0^s \phi(\zeta)A(\zeta)d\zeta = \int_0^s q_{s,t} \frac{\phi(\zeta)}{u(\zeta)} d\zeta = q_{s,t} \tau(s). \quad (1.39)$$

Таким образом, объем трубки тока связан со временем полета линии тока. Значение q_{st} эквивалентно потоку вдоль каждой линии тока, как показано в предыдущей главе (уравнение (1.37)).

Преимуществом использования линий тока вместо трубок тока является то, что они легко определяются в 3D, а также то, что достаточно просто оценить τ по сравнению с интегралом в уравнении (1.38). Нет необходимости строить сложную геометрию траектории трубки тока в 3D. Неудобство использования линий тока заключается в том, что трудно определить границы трубки тока, связанные с $V_{st}(s)$. К счастью, вычисление свойств в блоке сетки не зависит от знания явных границ трубки тока в пределах блока сетки.

Итак, трубки тока могут быть определены на основе известного давления и скорости. Ключевым моментом является то, что траектории линий тока вычисляются аналитическим методом, в предположении, что поле скорости кусочно линейно в пределах блока сетки. Хотя здесь это не рассматривается, вычисление траектории линий тока не ограничено регулярной Декартовой системой координат. Фактически, все, что требуется для определения линий тока - поле вектора скорости. Наконец, вместо решения полного уравнения насыщенности в 3D, рассчитывается ряд 1D уравнений вдоль траектории линии тока. Интересующая координата в преобразованной системе - определенное время полета вдоль каждой линии тока, а не координата физического пространства.

2. ОДНОМЕРНАЯ МОДЕЛЬ ЧИСЛЕННОГО РЕШЕНИЯ ДЛЯ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА

В этой главе описывается применение численных решений вдоль линий тока. Первыми эта идея была предложена Бомером и Шектером [8] для моделирования выщелачивания урана в 2D пористой среде. Преимущество применения численных решений состоит в том, что не требуется задание однородных начальных условий вдоль линии тока. Метод включает применение условий, которые существуют вдоль пересчитанной траектории линии тока, и перемещение их далее в пространстве и времени в пределах 1D численного решения. Затем новые условия переносятся обратно на основные блоки сетки, через которые прошли линии тока. Поскольку 1D решения получены расщеплением полной 3D задачи, численный метод является прямым для реализации 3D модели.

Процесс продвижения существующей насыщенности сетки вдоль обновленной линии тока на каждом временном шаге эквивалентен продвижению насыщенности вдоль траектории линии тока. Бэар [5] описывает траекторию движения частицы флюида как ее локальную позицию в пространстве с течением времени. Для вытеснения, при котором траектории линий тока не изменяются со временем, траектория движения и линия тока эквивалентны. Однако, для нелинейного вытеснения или случаев с изменением граничных условий, истинное перемещение флюидов осуществляется вдоль траектории движения. В аналитическом решении траектория движения флюида игнорируется. Это допустимо для вытеснения, управляемого неоднородностью с постоянными граничными условиями. При численном решении траектория движения флюида аппроксимируется составлением вместе нескольких линий тока, вдоль которых пройдут частицы флюида. Другими словами, частица флюида движется вдоль текущей линии тока в течение небольшого промежутка времени, затем траектории линий тока обновляются и перемещение продолжается. Покажем, что перемещение флюидов вдоль траектории линий тока позволяет расширить метод линий тока на больший диапазон задач вытеснения.

2.1. Построение модели 1D численного решения для метода линий тока

Если в уравнении (1.13) многофазная гравитационная составляющая $G_i=0$, тогда оно сокращается до следующего одномерного уравнения вдоль линии тока в допущении, что насыщенность является функцией только полного конвективного поля скорости:

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0. \quad (2.1)$$

Уравнение (2.1) – гиперболическое ДУЧП первого порядка со следующими начальными условиями в момент времени t^n :

$$S_j = S_j(\tau, t^n) \quad (2.2)$$

и постоянными граничными условиями потока в момент $\tau=0$ (положение нагнетательных скважин):

$$f_j = f_j(0, t^n). \quad (2.3)$$

Параметр τ представляет собой координату вдоль отдельной линии тока в 3D пространстве. Это те же самые уравнения, которые решаются для аналитического метода. Однако ключевое преимущество численного метода заключается в том, что нет ограничений на однородность начальных условий, они могут изменяться вдоль линии тока. С другой стороны, численное решение уступает аналитическому в том, что для вычисления новых решений уравнения (2.1) требуется дополнительное время центрального процессора, в то время как аналитическое решение вычисляется достаточно просто.

2.1.1. Начальные условия для линий тока

Когда поле давления и траектории линий тока пересчитаны (рис. 2.1.b), определяется распределение насыщенности, существующее вдоль пересчитанной траектории линии тока. Информация о насыщенности в зависимости от времени полета вдоль линии тока регистрируется для каждой линии тока от нагнетательной скважины до добывающей. Рис. 2.1.c иллюстрирует простую картину этого процесса регистрации. Новое значение насыщенности регистрируется через $\Delta\tau_{blk}$ каждый раз, когда линии тока входят в новый блок сетки. Поскольку $\Delta\tau_{blk}$ может меняться между блоками сетки, S в зависимости от τ - определяется на нерегулярной τ сетке. Такое поведение очевидно, если считать линии тока прошедшими по четверти пятиточечного шаблона в регулярной Декартовой системе координат. Около добывающих и нагнетательных скважин $\Delta\tau_{blk}$ очень мало, но достаточно велико в середине области. Таким образом, в τ пространстве будет большее решение там, где скорости потока выше, чем в областях с низкой скоростью потока. Решение в τ пространстве завершается переходом к первоначальной сетке 1D решения.

Прежде, чем профиль зависимости S от τ можно применять к 1D численному решению, информация переносится на регулярную сетку пространства τ (рис. 2.1.d). Перенос на регулярную 1D сетку упрощает вычисление потоков между узлами при решении 1D задачи. Число узлов, необходимое для регулярной сетки пространства τ базируется на числе блоков сетки, которые пересекают линии тока, умноженное на два. Естественно, более длинные линии тока будут содержать больше узлов, в то время как короткие линии тока будут содержать меньше узлов. Для каждой

линии тока значения насыщенности связаны с регулярной сеткой пространства τ соотношением

$$\int_0^s S_j d\tau|_{regular} = \int_0^s S_j d\tau|_{irregular}. \quad (2.4)$$

В соответствии с уравнением (2.4), масса всегда сохраняется в процессе преобразований.

Переходя к регулярной 1D сетке, получаем среднее распределение насыщенности, и источник численной погрешности в методе линий тока. Например, эффект преобразования метода можно увидеть в различии профилей насыщенности на рис. 2.1.c и рис. 2.1.d.

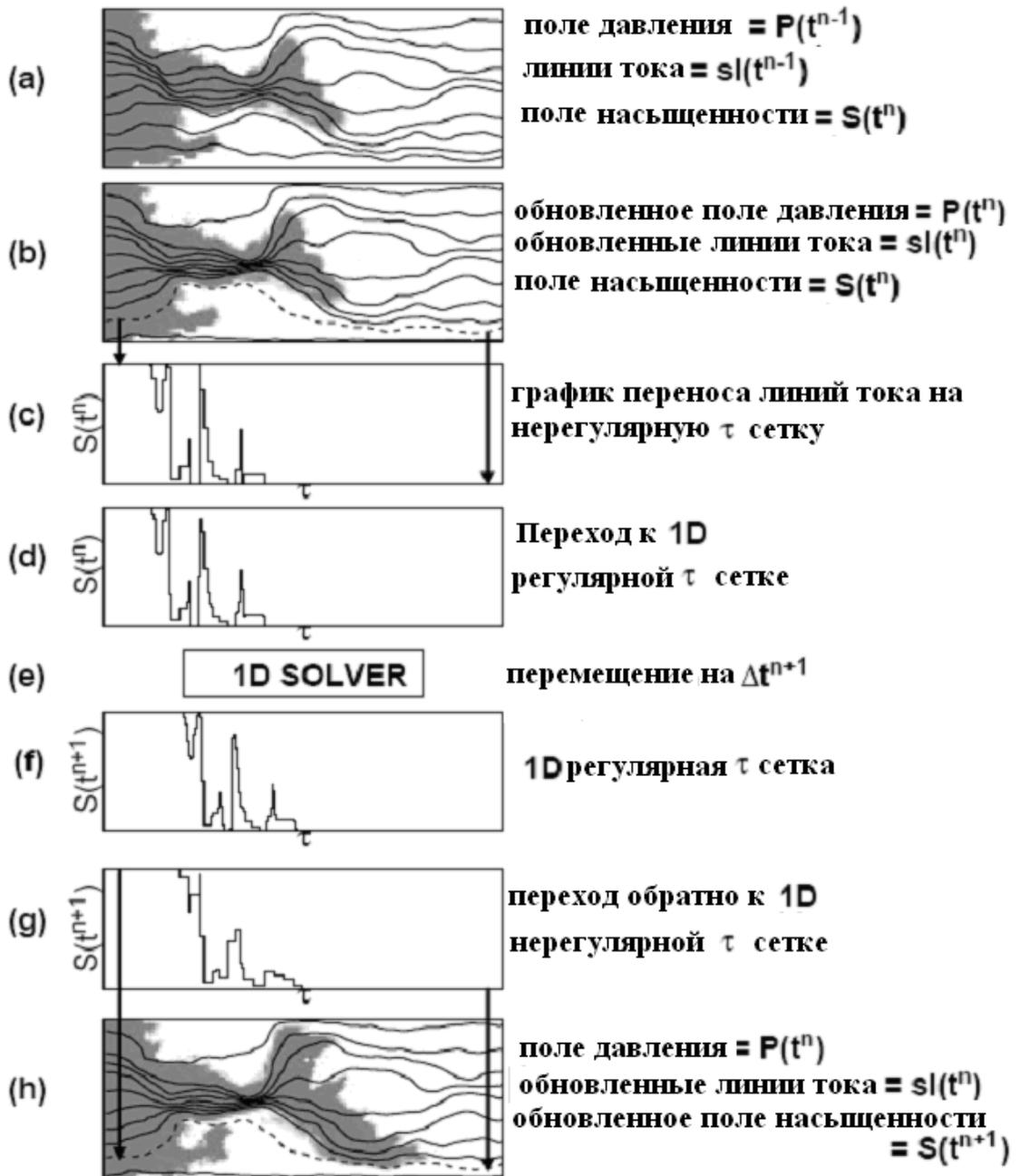


Рис. 2.1. Изображение получения решения по сетке насыщенности, перемещения его, и переноса на новую сетку насыщенности

2.1.2. 1D численное решение

Имея начальную информацию вдоль линии тока, определенную на регулярной сетке пространства τ , на следующем шаге перемещаем насыщенность с приращением времени на Δt . Для простоты уравнение (2.1) решается при помощи стандартного одноточечного явного во времени взвешенного метода вверх по потоку (SPU). Дискретизируя уравнение (2.1), получаем насыщенность в конце n -ного временного шага для узла i в виде

$$S_i^{n+1} = S_i^n - \frac{\Delta t_{sl}^{n+1}}{\Delta \tau_{sl}} (f_i^n - f_{i-1}^n), \quad (2.5)$$

где Δt_{sl}^{n+1} - текущий размер шага времени для линии тока, и $\Delta \tau_{sl}$ - время полета вдоль данной линии тока расстояния между узлами.

Устойчивость решения уравнения (2.5) управляется значением числа Куранта вдоль линии тока

$$N_c^{sl} = \frac{\Delta t_{sl} v_{\max}}{\Delta \tau_{sl}}, \quad (2.6)$$

где v_{\max} представляет максимальную скорость волны всех насыщенностей, существующих вдоль линии тока. Для явного во времени метода, максимальный устойчивый размер временного шага, допустимый для решения уравнения (2.5) определен критерием стабильности Куранта-Фридриха-Леви $N_c^{sl} \leq 1$. При наибольшей скорости изменения насыщенности нельзя пройти более одного узла τ за шаг времени. Используя уравнение (2.6), максимальный размер временного шага для уравнения (2.5) определим по формуле

$$\Delta t_{sl} \leq \frac{N_c \Delta \tau_{sl}}{v_{\max}}, \quad (2.7)$$

где v_{\max} обычно представляет скорость переднего скачка. Для каждой линии тока, проведенной в заданной области, уравнение (2.5) вычисляется многократно, пока

$$\Delta t = \sum_{n=1} \Delta t_{sl}^n. \quad (2.8)$$

Решение уравнения (2.1) приводит к численной погрешности. Лантз [18] определил уровень численной погрешности для SPU схемы при заданном числе Пекле (N_{pe}). Число Пекле для каждой линии тока определяется по формуле

$$N_{pe}^{sl} = \frac{2}{1 - N_c^{sl}}. \quad (2.9)$$

Т. к. N_c^{sl} определяется на основе скорости переднего скачка, N_{pe}^{sl} характеризует уровень численной погрешности при переднем скачке вдоль каждой линии тока.

2.1.3. Перенос обновленного решения на первоначальную сетку

После того, как решение линий тока по Δt было перенесено на регулярные пространственные узлы τ , оно переносится обратно на первоначальную нерегулярную сетку τ . И снова, такой перенос – источник численной погрешности, которая проявляется в различиях между профилями насыщенности на рис. 2.1.f и рис. 2.1.g. Локальные высокие и низкие значения насыщенности осредняются в некоторых точках вдоль τ координаты. Это преобразование имеет больший осредняющий эффект при изменении профиля насыщенности, чем любая численная диффузия, связанная с 1D симулятором.

Как только переменные насыщенности преобразованы к нерегулярной сетке τ , они могут быть применены к новой сетке насыщенности. В новой сетке, свойства насыщенности для каждого блока сетки накапливаются, пока все линии тока не пройдут через заданную область. После того, как все линии тока были проведены и преобразованы к новой сетке, средняя насыщенность в блоках сетки вычисляется при помощи метода взвешивания по времени полета

$$\bar{S}_{gb} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{gb}^{sl}} \Delta \tau \bar{S}(\bar{\tau})_i}{\sum_{i=1}^{n_{gb}^{sl}} \Delta \tau_i}. \quad (2.10)$$

Данный процесс осреднения представляет главный источник численной погрешности в методе линий тока и подробно рассматривается в разделе (2.5). Полную среднюю подвижность в блоке сетки определяем по формуле

$$\bar{\lambda}_{t,gb} = \sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}(\bar{S}_{gb})}{\mu_j}. \quad (2.11)$$

Все свойства флюида в сетке теперь определяются для нового уровня времени, свойства переносятся на первоначальную сетку насыщенности.

2.1.4. Пропущенные блоки сетки

Не все блоки сетки будут содержать линии тока от нагнетательных скважин к добывающим. В этих пропущенных блоках сетки свойства определяются иначе, чем в аналитическом решении метода линий тока. Ключевое отличие применения численных решений - требование граничных условий для нагнетательных скважин. Условия для нагнетательных скважин определяются трассировкой от пропущенных блоков сетки назад к нагнетательной скважине. Свойства вдоль линии тока затем переносятся способом, рассмотренным выше. Однако, при переносе свойств обратно на основную сетку насыщенности, обновленная насыщенность определяется только для тех блоков сетки, в которых нет линий тока (пропущенные блоки сетки). Пропущенные блоки сетки обычно имеют очень низкие уровни потока,

связанные с ними, и, следовательно очень большие τ 's. При переходе к и от уточненной 1D сетки τ , эти большие τ 's стремятся к более низким значениям насыщенности для блоков сетки с обратными линиями тока и достигают необычно низких значений насыщенности, для данных блоков сетки с обратными линиями тока, в которых уже есть линии тока. Поэтому при пересчете свойства связываются только с пропущенными блоками сетки.

2.2. Алгоритм одномерного численного решения метода линий тока

Чтобы переместить 3D решение во времени от t_n до $t^{n+1} = t^n + \Delta t_p^{n+1}$ необходимо выполнить следующие пункты:

1. В начале нового временного шага, t_{n+1} , решить уравнение (1.14) для поля давления P .

2. Применить Закон Дарси (уравнение (1.5)), чтобы определить полную скорость на границах блока сетки по формуле (1.23).

3. Провести линии тока от нагнетательных скважин до добывающих, как показано в главе 1. Для этого сделать следующее:

(а) Собрать текущую информацию о насыщенности в каждом блоке сетки, которые пересекают линии тока. Определить время, требуемое для достижения точки x , y или z поверхности блока сетки определяется по формулам (1.26) - (1.28). Зная минимальное время Δt_e , точную позицию выхода линии тока определим по формулам: (1.29) - (1.31). Перейти к регулярной пространственной сетке τ (рис. 2.1.d). Поток qsl , приходящийся на каждую линию тока выражается по формуле (1.37)

(b) Переложить профиль насыщенности в 1D численное решение и перейти к насыщенности для Δt_p^{n+1} , решая уравнение (2.1) (рис. 2.1.e). С начальными условиями в момент времени t_n (2.2.) и постоянными граничными условиями потока в момент $\tau = 0$ (2.3).

(c) Применить новый профиль насыщенности обратно к первоначальной сетке τ линий тока (рис. 2.1.g), а затем к новой сетке насыщенности.

3. Осреднить все свойства линии тока в пределах каждого блока сетки новой сетки для вычисления распределения насыщенности на t_{n+1} временном шаге (рис. 2.1.h). Средняя насыщенность в блоках сетки вычисляется при помощи метода взвешивания по времени полета определяется по формуле (2.10). Полную среднюю подвижность в блоке сетки определяем по формуле (2.11.)

4. Вернуться к шагу №1.

Все свойства флюида в сетке теперь определяются для нового уровня времени, свойства переносятся на первоначальную сетку насыщенности.

Размер временного шага между решениями давления – определяется как Δt_p . Размер временного шага между преобразованиями насыщенности к основной сетке (конвективный шаг вдоль линий тока) определяется, как Δt_c и ограничен условиями КФЛ для явной схемы. Данным ограничением предусмотрено то, что за конвективный временной шаг флюид не может переместиться более чем на один блок сетки.

В традиционной IMPES схеме, значение Δt_c базируется на глобальном ограничении КФЛ для сетки, которое определяется наибольшей скоростью потока в заданной области, - обычно около скважины. Это ведет к очень маленьким значениям Δt_c . Фронты, далекие от скважин, перемещаются меньше чем на 1 блок сетки за конвективный шаг в оптимальном случае. Кроме того, поле давления обычно повторно вычисляется на каждом Δt_c . Это означает, что $\Delta t_p = \Delta t_c$ в традиционном методе, и поле давления повторно вычисляется необоснованно большое количество раз.

В традиционной неявной схеме нет ограничений на размер временного шага, но ее недостаток заключается в существовании проблемы конвергенции и увеличенной численной погрешности по схеме IMPES.

Для метода линий тока, Δt_p и Δt_c полностью разделены перемещением флюидов вдоль линий тока. Больше нет глобального ограничения КФЛ для сетки, и обычно $\Delta t_p \geq \Delta t_c$. Более того, Δt_c в методе линий тока намного больше, чем Δt_c в обычном конечно – разностном методе. Ограничение на размер конвективного временного шага теперь задается ограничением КФЛ линии тока в 1D решении (раздел 2.1.2). Таким образом, чтобы переместить решение на Δt_c для каждой линии тока задается много маленьких временных шагов в 1D решении. Решение множества 1D уравнений вдоль линии тока намного быстрее, чем многократное решение полных 3D уравнений для достижения желаемого Δt_c . К тому же, для каждой линии тока наиболее быстрый фронт перемещается на оптимальное локальное число КФЛ. Таким образом, для трассирования и FCM вытеснений, где фронт скорости - 1 для всех насыщенностей, все фронты перемещаются на число КФЛ вдоль 1 линии тока. То есть фронт перемещается на один τ интервал за Δt_{sl} .

При удалении глобального ограничения КФЛ сетки проблема схождения решений все еще остается.

2.3. Применение метода линий тока для мониторинга и анализа процесса разработки с заводнением

Заводнение - ключевая технология разработки месторождений нефти и главный инструмент для гидродинамического регулирования систем их разработки.

Основными проблемами организации эффективного заводнения являются:

- компенсация отборов закачкой в целом по участкам может быть близка 100% и более, но пластовое давление вблизи отдельных добывающих скважин может падать;
- влияние нагнетательных скважин на добычу нефти часто не соответствует ожиданиям;
- режимы работы нагнетательных скважин задаются интуитивно, основной критерий - максимум закачки воды вместо обеспечения максимума добычи нефти;
- гидродинамическое регулирование системами разработки используется недостаточно эффективно и без достаточного обоснования.

Для решения этих проблем необходимо решение задач количественного анализа эффективности систем заводнения, включая оценку участия каждой из нефтяных и нагнетательных скважин в процессах вытеснения:

- Расчет компенсации отбора закачкой с дифференциацией по скважинам.
- Классификация нагнетательных и нефтяных скважин по эффективности.
- Прогноз времени прорыва воды и фронта обводнения.
- Расчет коэффициента охвата и других показателей.

Покажем, что многие из этих задач могут быть успешно решены с использованием моделей линий тока.

2.3.1. Ключевые идеи метода линий тока

Назовем 6 ключевых идей метода, сформулированных в [4] и определивших его эффективность:

1. Движение флюидов в модели происходит по линиям тока (SL - Stream Lines), а не по нормальям к границам ячеек как в традиционных сеточных моделях.

2. Для прослеживания 3D – линий тока введен параметр TOF (Time of Flight) вдоль линий тока. Закон сохранения масс и уравнение насыщенности вдоль линий тока модифицированы в терминах TOF.

3. Моделирование изменяющихся во времени распределений потоков производится как смена фиксированных квазистационарных состояний.

4. 3D-задача сводится к совокупности 1D-задач вдоль линий тока.

5. Оператор уравнения переноса расщеплен на гравитационную и конвективную составляющие. Это позволяет успешно решать задачи с гравитационными эффектами разделения фаз.

6. Метод линий тока расширен на сжимаемые потоки. Это позволяет в дополнение к традиционным линиям тока, начинающимся и заканчивающимся на скважинах, рассматривать линии тока, начинающиеся или заканчивающиеся вне скважин - в резервуаре. Очевидно, что расход флюидов по длине таких линий тока величина не постоянная.

Реализация этих идей позволила достичь высокой вычислительной эффективности метода линий тока, добавить к широко известной возможности визуализации потоков флюидов еще и расчет их количественных характеристик. Эти уникальные возможности обусловили успешное применение моделей линий тока при решении следующих классов задач:

1. Прогноз добычи и оценка ожидаемого эффекта от планируемых геолого-технологических мероприятий как дополнение к классическим сеточным моделям.

2. Помощь при переходе от геологической к гидродинамической модели (процедура Upscaling).

3. Помощь при адаптации геолого-технологических моделей (процедура History Matching).

4. Анализ и оптимизация заводнения.

Для решения задач анализа и оптимизации систем заводнения возможности метода линий тока могут быть использованы, пожалуй, наиболее полно.

Метод линий тока обладает уникальными возможностями количественного анализа эффективности заводнения, что качественно отличает данный метод от всех остальных традиционных методов. Данные возможности рассмотрены ниже.

2.3.2. Визуализация структуры потоков

Известно, что метод линий тока позволяет визуализировать структуру потоков флюидов и дает немедленный “снимок” всей структуры потока и взаимодействия скважин. Это отличает метод линий тока от традиционных сеточных методов, которые способны дать только последовательность изменений полей насыщенности во времени.

Очевидное преимущество метода линий тока перед другими методами моделирования - легкая визуализация структуры потоков флюидов в моделях нефтяных резервуаров. Это чрезвычайно полезно для анализа и оптимизации процессов заводнения.

На рис. 2.2 приведен пример карты линий тока для одного из месторождений Томской области с фондом 8 нагнетательных, 16 добывающих скважин по состоянию на 1.05.2004 года.

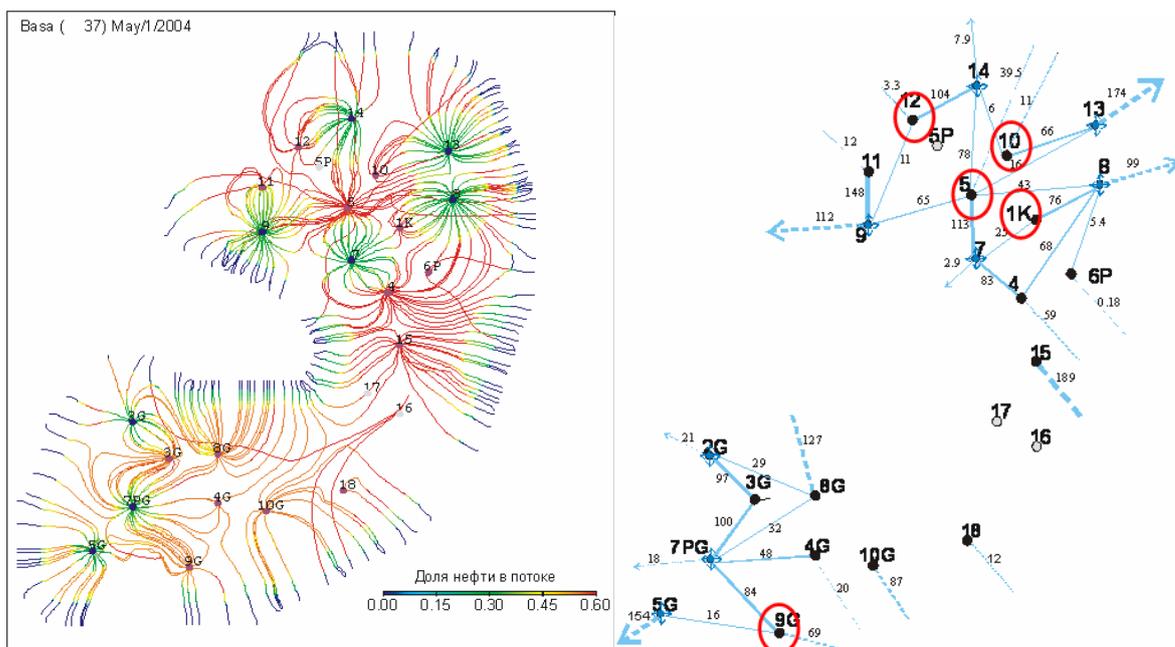


Рис. 2.2. Карта линий тока и распределение потоков между скважинами

На этих возможностях визуализации основано традиционное применение моделей линий тока для выявления застойных зон, определения нерациональных циклов воды, а также оценка технологических эффектов от планируемых геолого-технологических мероприятий.

Совмещение линии тока и распределения насыщенности в процессе развивающегося заводнения позволяет по линиям тока проследить перемещение фронта заводнения от нагнетательных к нефтяным скважинам и скорректировать процессы, например, вводом новых нагнетательных скважин.

2.3.3. Расчет коэффициентов взаимовлияния скважин

Линии тока являются источниками уникальной количественной информации для анализа и оптимизации заводнения. Метод линий тока позволяет рассчитать потоки жидкости, нефти, воды и газа между гидродинамически связанными добывающими и нагнетательными скважинами.

Одним из самых интересных и ценных результатов метода линий тока в области моделирования коллектора являются коэффициенты взаимовлияния скважин по потокам жидкости, нефти, воды и газа. Взаимосвязи нагнетательных и нефтяных скважин по потокам флюидов могут быть количественно описаны данными коэффициентами.

По известным потокам $Q_{ab}^{(j)}$ могут быть вычислены коэффициенты взаимовлияния скважин. Введем несколько определений.

Коэффициент взаимовлияния скважин (Well Allocation Factor - WAF) – это число, которое указывает долю дебита скважины p от общего потока, приходящегося на линии тока от гидродинамически связанной скважины i :

$$WAF_{pi} = \frac{\sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{sl}} q_{k,j}^{p,i}}{q_p}, \quad (2.12)$$

где n_{sl} - число линий тока в “SL- пучке” от скважины i к скважине p ,

$q_{k,j}^{p,i}$ - поток фазы j от скважины i по линии тока k в скважине p ,

q_p - общий дебит скважины p , n - число фаз.

Все дебиты и потоки в формуле (2.12) исчисляются в пластовых условиях.

Для сжимаемых коллектора и флюидов количество жидкости на входе в пучок линий тока и на выходе из него не совпадают. Соотношение вода/нефть/газ на входе и выходе линий тока также различно. Поэтому результаты интерпретации коэффициентов взаимовлияния скважин по потокам могут быть весьма нетривиальны. Важно, что с использованием коэффициентов WAF информация о взаимовлияниях нагнетательных и нефтяных скважин уже не интуитивна, а поддается количественной оценке.

Коэффициенты WAF допускают аналитическую обработку, включая суммирование и группировку по скважинам, за интервалы времени. Для анализа рассчитанных коэффициентов взаимовлияния для всей совокупности скважин целесообразно формировать матрицы этих коэффициентов.

2.3.4. Расчет дренируемого порового объема

Пучки линий тока, выходящие из скважин или входящие в них, позволяют разделить коллектор на зоны динамического дренирования этими скважинами. Информация о траектории линий тока позволяет рассчитать для каждой из скважин не только объем дренируемого порового пространства, но и сопутствующие параметры в зонах их дренирования:

- текущие нефте- и водонасыщенность;
- средние значения проницаемости по направлениям x , y , z ;
- средневзвешенное пластовое давление;
- извлекаемые запасы и другие параметры.

В каждой зоне дренирования могут быть рассчитаны как общий дренируемый поровый объем, так и текущие объемы воды, остаточные запасы нефти и газа:

$$WPV_p^{(j)} = \sum_{u=1}^{N_p} (v_u \cdot s_u^{(j)}), \quad (2.13)$$

$$WPV_p = \sum_{j=1}^3 WPV_p^{(j)}, \quad (2.14)$$

где WPV_p – объем порового пространства, дренируемый скважиной p ,
 $WPV_p^{(j)}$ – объем воды ($j=1$), нефти ($j=2$), газа ($j=3$) в зоне дренирования,
 p – номер скважины.

Особое значение для оценки потенциалов добывающих скважин имеет расчет величин подвижных запасов нефти в зонах дренирования скважин:

$$WPV_p^{oil} = \sum_{u=1}^{N_p} (v_u \cdot s_u^{oil} \cdot (1 - S_{owcr,u})). \quad (2.15)$$

Здесь N_p – число ячеек, дренируемых p -й скважиной;

v_u – объем порового пространства u -той ячейки, м³;

s_u^{oil} – текущая нефтенасыщенность в ячейке u , доли;

$S_{owcr,u}$ – критическая насыщенность нефти для системы нефть-вода в ячейке u , доли; u – номер расчетной ячейки.

Для расчета текущего коэффициента охвата вытеснением поровый объем нефтяного резервуара полезно разделить на зоны дренирования основными группами потоков:

$$PV = WPV_{pe} + WPV_{ip} + WPV_{ie} + PV_0, \quad (2.16)$$

где PV – общий объем порового пространства;

WPV_{pe} , WPV_{ip} , WPV_{ie} – объемы порового пространства, дренируемые потоками из-за контура питания и из пласта к добывающим скважинам (pe), от нагнетательных скважин к контуру питания и в пласт (ie), от нагнетательных к добывающим скважинам (ip); PV_0 – недренируемый поровый объем.

Тогда коэффициент охвата вытеснением по объему и его составляющие:

$$E_v = \frac{PV - PV_0}{PV} = \frac{\sum_{k=1}^{n_{sl1}} WPV_{pe} + \sum_{k=1}^{n_{sl2}} WPV_{ip} + \sum_{k=1}^{n_{sl3}} WPV_{ie}}{PV} = E_{pe} + E_{ip} + E_{ie}. \quad (2.17)$$

Здесь E_{pe} , E_{ip} , E_{ie} – коэффициенты охвата вытеснением потоками из-за контура к нефтяным скважинам, потоками от нагнетательных к нефтяным скважинам и от нагнетательных скважин за контур соответственно.

$PV - PV_0$ – объем порового пространства, дренируемый линиями тока,

PV – общий объем порового пространства,

V_{pe} – поровый объем, дренируемый потоками к добывающим скважинам из-за контура,

V_{ip} – объем, дренируемый потоками от нагнетательных к добывающим скважинам,

V_{ie} – объем, дренируемый потоками от нагнетательных скважин за контур питания.

Для повышения эффективности заводнения необходимо минимизировать E_{ie} и максимизировать E_{ip} , входящие в формулу (2.17).

На рис. 2.3 показана динамика изменения E_v и E_{ip} по мере ввода нагнетательных скважин для примера на рис. 2.2.

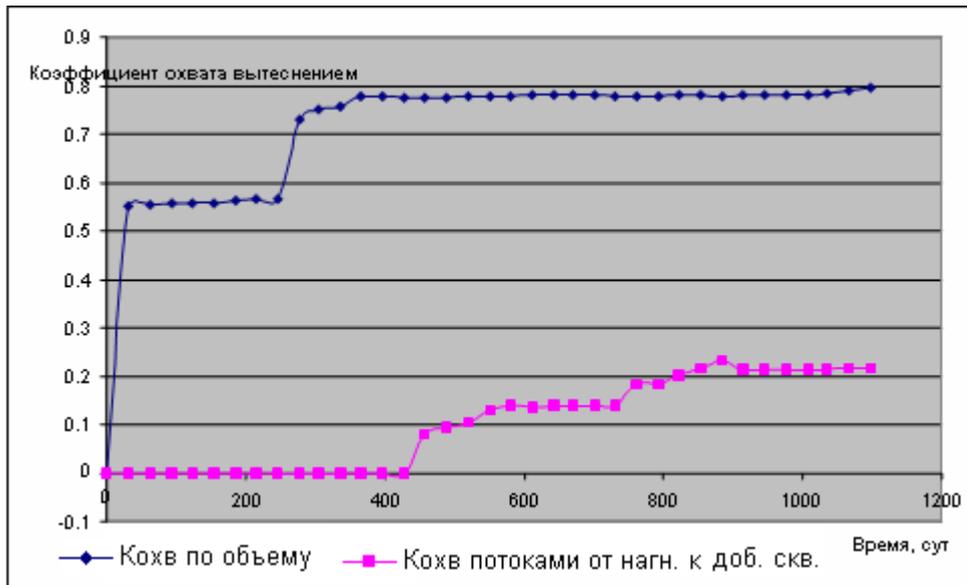


Рис. 2.3. Динамика изменения коэффициента охвата процессом вытеснения по объему - E_v и потоками от нагнетательных к добывающим скважинам - E_{ip}

В целом, коэффициент охвата вытеснением стремится к величине 0,8. Однако текущий коэффициент охвата процессом вытеснения потоками от нагнетательных к нефтяным скважинам весьма низок и стремится к 0,2.

2.3.4.1. Критерии выделения дренируемых расчетных ячеек

Сформулируем три критерия для классификации расчетных ячеек на дренируемые и недренируемые.

1. По изменению нефтенасыщенности в ячейках

$$\frac{S_{oil,0}^i - S_{oil,t}^i}{S_{oil,0}^i - S_{oil,cr}^i} \geq \beta_{crit}, \quad (2.18)$$

где $S_{oil,0}^i$, $S_{oil,cr}^i$, $S_{oil,t}^i$ – насыщенность соответственно начальная, критическая и текущая в i -й ячейке; β_{crit} – критическое значение изменения нефтенасыщенности.

2. По скорости потока флюидов в ячейках (закон Дарси)

$$\frac{k \cdot H}{\mu} \cdot grad p \geq v_{crit}, \quad (2.19)$$

где k -проницаемость; H – толщина пласта; μ – вязкость, p – поле пластовых давлений – результат моделирования; v – критическое значение изменения скорости потока.

3. По времени переноса флюидов из ячеек к добывающим скважинам по линиям тока.

$$\tau = TOF_{1,0} - TOF_{1,i} \leq \tau_{crit}, \quad (2.20)$$

где $TOF_{1,a} = \int_{s_{1,a}} \frac{\phi(\delta)}{|\vec{u}_t(\delta)|} d\delta \leq \tau_{crit}$ - параметр, рассчитываемый в «streamline» -

симуляторах 3DSL [12], FrontSim и др. (time of fly);

$a=0$, k ; $\phi(\delta)$ – пористость; δ - координата вдоль линии тока; $s_{1,0}$ – длина линии тока от источника до добывающей скважины; $s_{1,i}$ – длина линии тока от источника до i -й ячейки, u – поле скоростей; t_{crit} - критическое значение изменения времени переноса флюидов.

Расчет дренируемых поровых объемов (WPV - Well Pore Volumes) и связанных параметров индивидуально для каждой из скважин – второй важнейший результат метода линий тока. Метод линий тока – это, вероятно, единственный метод получения этой ценной информации.

2.3.5. Трассировка линий тока, время полета и дренирования

Трассировка линий тока состоит в перечислении ячеек расчетной сетки, через которые прошла каждая линия тока. Знание траектории линии тока позволяет увязать зоны дренирования с фильтрационно-емкостными свойствами резервуара.

Время полета TOF (Time of Flight) - время переноса частицы флюида по линии тока от ее начала в текущую точку – третий важнейший результат метода линий тока. Определение этого параметра основано на нахождении поля скоростей фильтрации. Параметр TOF позволяет оценить доступность для дренирования данной скважиной подвижных запасов, рассчитанных по формуле (2.19)

По известному TOF нетрудно вычислить ”время дренирования” (DRT) – время необходимое для преодоления частицей расстояния от текущей точки до конца линии тока:

$$DRT = TOF_{end} - TOF. \quad (2.21)$$

Здесь TOF_{end} – время полета вдоль всей линии тока. Параметр DRT позволяет оценить время прорыва воды в добывающую скважину, рассчитать фронт и кривую обводнения.

2.3.6. Расчет текущего коэффициента охвата вытеснением при геолого-гидродинамическом моделировании

Одним из основных показателей эффективности систем разработки нефтяных месторождений является коэффициент охвата залежей вытеснением. Этот коэффициент является важнейшим при выборе наилучшего варианта системы разработки, оценки эффективности заводнения и других методов воздействия на продуктивный пласт.

Для расчета проектного конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) известна следующая формула:

$$КИН = K_{выт} \times K_{охв}, \quad (2.22)$$

где коэффициент охвата $K_{охв} = K_{охв,выт} \cdot K_{зав}$ рассчитывается “обратным счетом”:

$$K_{охв} = \frac{КИН}{K_{выт}} = \frac{Q_{доб}}{Q_{зан}} \cdot \frac{1}{K_{выт}}. \quad (2.23)$$

Здесь $КИН$ определяется из модели, коэффициент вытеснения $K_{выт}$ определяется экспериментально на образцах керна, $Q_{доб}$ – добытая нефть, $Q_{зан}$ – геологические запасы нефти в пласте, $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти; $K_{охв,выт}$ – коэффициент охвата вытеснением и $K_{зав}$ – коэффициент заводнения учитывают неполноту охвата реального трехмерного пласта процессом вытеснения.

Коэффициент $\hat{E}_{i\bar{a}}$ показывает полноту возможной выработки запасов для принятой системы разработки и характеризует исключительно ее технологическую эффективность для данного объекта разработки. В зависимости от применяемой системы разработки и изменчивости геолого-геофизических свойств в объеме пласта $K_{охв,выт}$ может существенно меняться.

Повышенное внимание к совершенствованию методики расчета коэффициента охвата вытеснением обусловлено следующими двумя причинами. Отсутствие методики для прямого расчета коэффициента охвата вытеснением с использованием всей информации, сосредоточенной в геолого-гидродинамических моделях, является серьезным препятствием для повышения эффективности проектируемых и реализуемых систем разработки нефтяных месторождений. В этой ситуации невозможен и контроль за текущим $K_{охв,выт}$ в процессе разработки месторождений. Во-вторых, актуальность проблемы обострилась в последнее время в связи с расширенным использованием новых технологий разработки месторождений: интенсификацией традиционных систем заводнения; применением водогазовых и других воздействий, горизонтальных и многозабойных скважин (в т.ч. с регулируемым профилем притока); проведением ГРП на скважинах; применением потокоотклоняющих и других технологий.

Известно несколько методических подходов к определению коэффициента охвата вытеснением: на основе построения и анализа карт зональных интервалов с учетом доли непрерывной части пласта, полулинз и линз [2]; вероятно-статистический метод на основе использования геолого-статистических разрезов и произведения ряда коэффициентов, учитывающих неоднородность пласта по проницаемости, его прерывистость, потери нефти в стягивающих и разрезающих рядах и др.; с помощью эмпирических формул.

Необходимость использования этих трудоемких методов полностью отпадает в случае применения трехмерных гидродинамических моделей процессов извлечения нефти. Трехмерные модели при расчете технологических характеристик систем разработки позволяют учесть все основные детали геологического строения пластов и изменчивость их геолого-геофизических свойств по площади и разрезу. С помощью метода линий тока возможно рассчитать коэффициент охвата вытеснением прямым способом.

Рассчитанный по формуле (2.23) коэффициент охвата, определяемый технологическими и технико-экономическими ограничениями, получил широкое распространение при обосновании коэффициента проектной конечной нефтеотдачи. Он позволяет оценить охват воздействием на конец разработки и характеризует этим всю систему разработки в целом. Однако он бесполезен при оценке текущего охвата вытеснением; не позволяет выявить проблемные участки системы разработки и слабо дренируемые участки залежей нефти, оценить дренируемые и недренируемые подвижные запасы.

Вместе с тем, текущий коэффициент охвата вытеснением, рассчитанный прямым, а не “обратным счетом” - абсолютно необходим для оценки текущего состояния разработки эксплуатационного объекта и обоснования мероприятий по регулированию процесса вытеснения, направленных на достижение проектного коэффициента охвата.

2.3.6.1. Расчет коэффициента охвата вытеснением при традиционном сеточном моделировании

Сеточные методы моделирования фильтрационных процессов широко распространены и составляют основу большинства коммерческих программных систем – “симуляторов”.

Однако разделить расчетные ячейки моделей на дренируемые / недренируемые и рассчитать текущий коэффициент охвата вытеснением при использовании таких симуляторов непросто. Это обусловлено следующими концептуальными ограничениями сеточных методов:

1. В сеточных моделях интегральные потоки между расчетными ячейками невозможно разделить на потоки между конкретными нагнетательными и добывающими скважинами, на потоки между скважинами и контуром питания, т.е. на “производительные” и “непроизводительные” потоки.

2. В сеточных моделях невозможно рассчитать время охвата ячеек процессами вытеснения, необходимое для деления ячеек на дренируемые и недренируемые. Разумеется, скорости интегральных потоков можно оценить по градиентам поля пластовых давлений, но корректное решение определяется еще и другими параметрами: гидропроводностью, относительными фазовыми проницаемостями, нефте- и водонасыщенностями.

Таким образом, все ячейки сеточных моделей, за исключением гидродинамически изолированных, дренируются, а разделить ячейки и поровые объемы на дренируемые и недренируемые весьма непросто. Поэтому прямой расчет $K_{охв,выт}$ для традиционных сеточных геолого-гидродинамических моделей затруднен.

2.3.6.2. Метод линий тока для расчета текущего коэффициента охвата вытеснением

Будем считать, что охват вытеснением определяют только “производительные” потоки - потоки флюидов в нефтяном резервуаре, направленные к добывающим скважинам. Тогда “непроизводительными” потоками будем называть потоки от нагнетательных скважин, направленные за пределы контура питания или потоки, “затухающие” в резервуаре и не доходящие до добывающих скважин.

Дренируемыми ячейками будем называть расчетные нефтенасыщенные ячейки, для охвата которых процессами вытеснения за счет “производительных” потоков флюидов требуется время, меньшее некоторого заданного критического времени.

Недренируемыми ячейками будем называть расчетные нефтенасыщенные ячейки, для охвата которых процессами вытеснения за счет “производительных” потоков требуется время, большее некоторого критического времени дренирования, или которые дренируются “непроизводительными” потоками.

Предположим, что в нефтяном резервуаре с системой добывающих скважин сформирована всюду плотная система 3D-трубок тока, для которой все расчетные ячейки принадлежат трубкам тока, и нет ячеек, принадлежащих одновременно двум и более трубкам тока. Пусть расход по каждой трубке тока постоянный и равен $q = u(\delta) \cdot A(\delta)$. Тогда поровый объем V каждой из трубок тока длиной L может быть рассчитан как

$$V = \int_0^L \phi(\delta) A(\delta) d\delta = \int_0^L q \frac{\phi(\delta)}{u(\delta)} d\delta = q \cdot \tau, \quad (2.26)$$

где δ - координата вдоль центральной линии тока, $\phi(\delta)$ – пористость, $A(\delta)$ – площадь поперечного сечения трубки тока, $\tau_L = \int_0^L \frac{\phi(\delta)}{u_t(\delta)} d\delta$ - время полета

частицы флюида вдоль линии тока.

Определение параметра τ основано на нахождении поля скоростей u из решения уравнения для поля давлений и закона Дарси.

Таким образом, линии тока с малой величиной τ эквивалентны трубкам тока с малыми объемами, т.е. областям высоких скоростей потока. И наоборот, линии тока с большими τ эквивалентны трубкам тока с большими объемами, то есть областям малых скоростей потока.

Время дренирования участка линии тока от точки $S1$ до добывающей скважины может быть определено по формуле (2.21). Важно, что параметр τ и время дренирования D могут быть получены для каждой ячейки расчетной сетки непосредственно из решения фильтрационной задачи методом линий

тока. Это является одним из отличий метода линий тока от традиционного сеточного метода.

Плотность распределения линий тока характеризует интенсивность охвата воздействием: областям с низкой плотностью линий тока соответствуют низкие интенсивности потоков флюидов и, следовательно, низкий охват воздействием.

Тогда для геолого-гидродинамических моделей $K_{охв,выт}$ может быть определен как отношение поровых нефтенасыщенных объемов N дренируемых ячеек к поровым нефтенасыщенным объемам всех M ячеек модели:

$$K_{охв,выт} = \frac{\sum_{i=1}^N V_{oil,dren,i}}{\sum_{j=1}^M V_{oil,j}} . \quad (2.24)$$

Здесь $V_{oil,j}$ и $V_{oil,dren,i}$ – поровые общие и дренируемые нефтенасыщенные объемы расчетных ячеек с номерами j и i соответственно.

Коэффициент заводнения $K_{зав}$ определен в [3] как отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью:

$$K_{зав} = \frac{V_{подв,0} - V_{подв,t}}{V_{подв,0}} . \quad (2.25)$$

Здесь $V_{подв,0}$ и $V_{подв,t}$ - начальные и остаточные на конец разработки t подвижные запасы нефти.

Таким образом, прямой расчет текущего объемного $K_{охв,выт}$ на основе метода линий тока сводится к следующим действиям:

1. Моделирование фильтрационных процессов по уравнениям табл. 2.2. При этом на каждом временном шаге решается задача расчета поля пластовых давлений и n одномерных расчетов переноса многофазного потока флюидов вдоль линий тока. Поле давлений P и поле скоростей u позволяют проследить каждую линию тока от источников до стоков и выделить продуктивные потоки к добывающим скважинам.

2. Разделение ячеек на дренируемые и недренируемые для заданного критического значения времени дренирования. Группы ячеек образуют зоны дренирования.

3. Вычисление дренируемых/недренируемых нефтенасыщенных поровых объемов и дренируемых/недренируемых текущих запасов.

4. Расчет текущего $K_{охв,выт}$ по формуле (2.24).

5. Расчет величин и плотностей распределения дренируемых и недренируемых запасов по вычисленным дренируемым нефтенасыщенным поровым объемам. Построение карт распределения плотностей недренируемых запасов.

Конечный коэффициент заводнения в формуле (2.25) определяется исключительно технико-экономическими ограничениями на добычу

подвижных дренируемых запасов - условиями отключения скважин при достижении предельно допустимых обводненности, газового фактора или минимального дебита скважин по нефти.

Обычно величина конечного коэффициента заводнения составляет от 0,9 до 0,95 и зависит от неоднородности пласта и его проницаемости, от относительной вязкости нефти и других параметров. Формула (2.25) справедлива не только для традиционного заводнения, но и при использовании других вытесняющих агентов. В табл. 2.1 показано сравнение математического обеспечения для метода линий тока и сеточных методов.

Таблица 2.1
Математическое обеспечение метода линий тока и сеточных методов

	Традиционный сеточный метод	Метод линий тока
Уравнение для давлений	$\nabla \left[\sum_{j=1}^{n_p} \frac{\vec{k} k_{rj}}{\mu_j} \left(\nabla P + \rho_j \vec{g} H \right) \right] = 0$	
Уравнение насыщенности	$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \vec{G}_j = 0$	$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \vec{G}_j = 0$
Фракционный поток	$f_j = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \left(\sum_{j=1}^{n_p} k_{rj} \right)^{-1}$	$\vec{G}_j = \vec{k} \cdot \vec{g} \cdot f_j \cdot \nabla D \sum_{j=1}^{n_p} k_{rj} (\rho_i - \rho_j) / \mu_i$
Время полета (TOF)	-	$\tau = \int_0^s \frac{\phi(\delta)}{\left \vec{u}_t(\delta) \right } d\delta$

Здесь приняты обозначения:

H – глубина, u_t - скорость общего потока фаз: решение уравнения (2.21) и закона Дарси, g - ускорение свободного падения, f_j - поток фазы в многофазном потоке, \vec{k} - тензор проницаемости, s – длина линии тока, k_{rj} - относительная фазовая проницаемость, j - номер фазы: нефть/вода/газ, ϕ - пористость, μ_j – вязкость, ρ_j - плотность фазы, τ – время полета.

Уравнение насыщенности в форме $\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \vec{G}_j = 0$ получено из

$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \vec{G}_j = 0$ с помощью τ и преобразования координат:

$$\left. \frac{\partial}{\partial \delta} \right|_{\vec{u}_t} \equiv \vec{u}_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau}.$$

2.4. Применение метода линий тока для количественного анализа эффективности систем заводнения

Характеристики потоков и скважин – результаты моделирования методом линий тока – являются информационным обеспечением для решения задач количественного анализа эффективности систем заводнения.

Метод линий тока – это, вероятно, единственный, метод расчета величин потоков между скважинами и зон дренирования, времен полета и дренирования. Эти результаты могут стать основой для анализа эффективности систем разработки. Целью такого количественного анализа является оценка эффективности каждой из добывающих и нагнетательных скважин и оценка воздействия системы скважин на залежь в целом.

2.4.1. Расчет коэффициентов взаимовлияния скважин

Коэффициентом влияния нагнетательной скважины i на добывающую скважину p по флюиду j будем называть отношение притока этого флюида к скважине p к приемистости скважины i :

$$WAF^{(j)}_{pi} = \frac{Q_{pi}^{(j)}}{q_i}, \quad (2.27)$$

где q_i - приемистость нагнетательной скважины i , $m^3/сут$.

Коэффициентом влияния нагнетательной скважины i на добывающую скважину p по жидкости будем называть сумму коэффициентов влияния по каждому из флюидов:

$$WAF_{pi} = \sum_{j=1}^3 WAF^{(j)}_{pi}, \quad (2.28)$$

где $j=1$ – вода, $j=2$ – нефть, $j=3$ - газ.

Для нагнетательной скважины, которая поддерживает нагнетанием несколько добывающих скважин, $WAF^{(j)}_{pi}$ и WAF_{pi} указывают долю от потока, приходящего от этой скважины к каждой из добывающих скважин.

Коэффициентом зависимости добывающей скважины p от нагнетательной скважины i по флюиду j будем называть отношение притока этого флюида в скважину p от скважины i к дебиту скважины p по жидкости:

$$WAF^{(j)}_{ip} = \frac{Q_{ip}^{(j)}}{q_p}. \quad (2.29)$$

Коэффициентом зависимости добывающей скважины p от нагнетательной скважины i по жидкости будем называть сумму коэффициентов зависимости по каждому из флюидов:

$$WAF_{ip} = \sum_{j=1}^3 WAF^{(j)}_{ip}. \quad (2.30)$$

Для добывающей скважины, связанной с несколькими нагнетательными, коэффициенты $WAF_{ip}^{(j)}$ и WAF_{ip} указывают долю от притока к этой скважине, обусловленного работой каждой из гидродинамически связанных нагнетательных скважин.

Для сжимаемых коллектора и флюидов количество жидкости на входе в пучок линий тока и на выходе из него не совпадают. Соотношение вода/нефть/газ на входе и выходе линий тока также различно. Поэтому результаты интерпретации коэффициентов взаимовлияния скважин по потокам могут быть весьма нетривиальны. Важно, что с использованием коэффициентов WAF информация о взаимовлияниях нагнетательных и нефтяных скважин уже не интуитивна, а поддается количественной оценке.

Коэффициенты WAF допускают аналитическую обработку, включая суммирование и группировку по скважинам, за интервалы времени. Для анализа рассчитанных коэффициентов взаимовлияния для всей совокупности скважин целесообразно формировать матрицы этих коэффициентов.

2.4.2. Анализ эффективности нагнетательных скважин

Важнейшая задача оптимизации системы заводнения – оценка эффективности нагнетательных скважин и их классификация. В результате такого анализа и классификации могут быть выделены наиболее эффективные нагнетательные скважины. Знание эффективности нагнетательных скважин необходимо, например, при перераспределении объемов закачки и при выборе скважин-кандидатов на остановку при ограниченных мощностях СППД по закачке воды.

Эффективность нагнетательных скважин, можно охарактеризовать еще и количеством нефти, добытой на единицу закачанного вытесняющего агента. Вся необходимая для этого информация может быть получена непосредственно из модели линий тока. Для любого заданного интервала времени для любой нефтяной скважины может быть вычислено количество добытой нефти, обусловленной работой нагнетательных скважин и, наоборот, для любой нагнетательной скважины можно рассчитать какая часть закачанной воды обеспечила дебит по нефти связанных с ней нефтяных скважин.

Эффективность нагнетательных скважин:

$$I_{eff} = \frac{\text{Дебит по нефти от нагнетания} [м^3 / сут]}{\text{Закачка воды} [м^3 / сут]} \quad (2.31)$$

Параметр I_{eff} показывает: сколько нефти и воды добыто в результате закачки воды (газа). Знание I_{eff} необходимо для управления нагнетанием с целью увеличения дебита добывающих скважин по нефти и уменьшения нерациональной циркуляции воды от нагнетательных скважин к нефтяным, а также для максимизации добычи нефти, вместо максимизации объемов нагнетания воды.

Немаловажно, что общая формула (2.31) может быть модифицирована:

1. Эффективность нагнетания может быть рассчитана для каждой нагнетательной скважины в любой момент времени и индивидуально для каждой пары “нагнетательная – нефтяная” скважина.

2. Может быть рассчитана не только текущая, но и накопленная эффективность нагнетания за интервал времени. Это способно устранить случайные ошибки и отследить тенденции.

3. Эффективность нагнетания можно рассчитать индивидуально для каждого типа вытесняющего агента (вода, газ).

Эффективность влияния i -той нагнетательной скважины на добычу нефти всеми гидродинамически связанными с ней нефтяными скважинами можно рассчитать с использованием WAF – коэффициентов (2.13):

$$I_{eff_i} = \sum_{p=1}^n WAF^{(2)}_{pi} . \quad (2.32)$$

Параметр I_{eff} показывает: сколько нефти добыто n добывающими скважинами в результате закачки единицы объема воды (газа) в i -тую нагнетательную скважину.

Классификация нагнетательных скважин по величине параметра I_{eff} является основой для решения следующих задач:

1. Подбор технологических режимов работы нагнетательных скважин с целью

- увеличения дебита добывающих скважин по нефти: максимизации добычи нефти, вместо максимизации объемов нагнетания воды;
- перераспределения объемов закачек в пользу высокоэффективных нагнетательных скважин.

2. Обоснование необходимости приобщения или изоляции пластов, использования МПЕ – технологий.

3. Выбор малоэффективных нагнетательных скважин - кандидатов для остановки при ограниченных мощностях СППД по закачке воды.

2.4.3. Потенциал и эффективность добывающих скважин

Метод линий тока дает информацию для количественной оценки эффективности добывающих скважин. В основе этого анализа лежит возможность расчета дренируемого порового объема индивидуально для каждой из скважин.

Потенциалом добывающей скважины R_p^{oil} будем называть плотность подвижных запасов нефти в зоне ее дренирования. Расчет потенциала скважины может быть выполнен на основе известного порового объема, дренируемого данной добывающей скважиной:

$$R_p^{oil} = \frac{1}{WPV_p} \cdot \sum_{u=1}^{N_p} (v_u \cdot s_u^{oil} \cdot (1 - S_{owcr,u})) \approx s^{oil} \cdot (1 - \tilde{S}_{owcr}), \quad (2.33)$$

где R_p^{oil} – плотность подвижных запасов в зоне дренирования скважины p , доли;

$WPV_p = WPV_{pe} + WPV_{ip}$ – объем порового пространства, дренируемого добывающей скважиной;

N_p – число ячеек, дренируемых p -й скважиной;

v_u – объем порового пространства u -той ячейки, м³;

s_u^{oil} и \bar{s}^{oil} – нефтенасыщенность текущая в ячейке u и средняя в зоне дренирования скважины, доли;

$S_{owcr,u}$ и \bar{S}_{owcr} – критическая насыщенность нефти для системы нефть-вода: в ячейке u и средняя в зоне дренирования скважины, доли;

u – номер расчетной ячейки, p – номер добывающей скважины.

Эффективностью p -й добывающей скважины будем называть отношение ее дебита по нефти к потенциалу скважины:

$$P_{eff\ p} = \frac{q_p^{oil}}{R_p^{oil}}, \quad (2.34)$$

где q_p^{oil} – дебит скважины p по нефти, м³/сут.

Добывающие скважины, имеющие нереализованный потенциал, - это скважины, дренирующие зоны с нефтенасыщенностью выше среднего уровня, но с недостаточно высокими дебитами. Эти скважины требуют дополнительных исследований и, возможно, реализации геолого-технологических мероприятий.

Классификация добывающих скважин по параметру эффективности P_{eff} позволяет:

1. Сопоставить дебиты скважин с их потенциалом и выделить скважины, работающие ниже своих возможностей.

2. Обосновать выбор скважин для дополнительных исследований, ремонтных работ и геолого-технологических мероприятий, включая интенсификацию и ГРП.

2.4.4. Зависимость обводнения продукции скважин от нагнетания

Зависимость обводнения продукции добывающей скважины p от нагнетательной скважины i может быть оценена $WAF^{(i)}_{ip}$ – коэффициентом (2.29) для $j=1$. Этот коэффициент определяет долю воды в общем потоке жидкости, отбираемой данной добывающей скважиной жидкости, обусловленную работой гидродинамически связанных с ней нагнетательных скважин.

Обводнение продукции добывающей скважины p от всех гидродинамически связанных нагнетательных скважин может быть рассчитано по формуле:

$$P_{wcut\ p} = \sum_{i=1}^m WAF^{(1)}_{ip}. \quad (2.35)$$

Параметр $Pwcut$ показывает: какая доля воды от общего дебита по жидкости отбирается скважиной p в результате работы m нагнетательных скважин.

Параметры $WAF^{(1)}_{ip}$ и $Pwcut_p$ дают количественные оценки для организации управления нагнетанием и выполнения водоизоляционных работ с целью уменьшения обводнения продукции добывающих скважин.

Классификация добывающих скважин по величине параметра $Pwcut$ и пар скважин “нагнетательная – нефтяная” по параметру $WAF^{(1)}_{ip}$ позволяет:

1. Выявить добывающие скважины, в которых источниками обводнения являются нагнетательные скважины и оценить вклад каждой из нагнетательных скважин в обводнение.

2. Обосновать необходимость дополнительных исследований и водоизоляционных работ.

3. Оценить время прорыва воды от каждой из гидродинамически связанных нагнетательных скважин к данной добывающей скважине.

4. Выявление нагнетательных скважин – источников нерациональных циклов воды “от нагнетательных к добывающим скважинам”.

5. Выбор технологических режимов работы нагнетательных скважин для уменьшения обводнения продукции добывающих скважин.

Для расчета эффективности нагнетательных скважин по формуле (2.35) необходимо выделить влияние потоков воды от нагнетательных скважин на связанные с ними потоки нефти к добывающим скважинам.

2.4.5. Эффективность компенсации отборов закачкой

Эффективность компенсации отбора p -й добывающей скважиной закачкой, осуществляемой в m нагнетательных скважин, можно рассчитать с использованием формулы (2.28) для WAF – коэффициентов:

$$Poffset_p = \sum_{i=1}^m WAF_{ip}, \quad (2.36)$$

где m – число нагнетательных скважин, гидродинамически связанных с p -той добывающей скважиной.

Параметр $Poffset$ показывает долю жидкости, притекающую по линиям тока к p -й добывающей скважине от m нагнетательных, от общего притока жидкости к этой скважине. Окончательное суждение о величине компенсации отбора закачкой может быть сделано после решения уравнения материального баланса для зоны дренирования.

Классификация добывающих скважин по величине параметра $Poffset$ позволяет:

1. Идентифицировать скважины с недостаточной компенсацией отбора.

2. Обосновывать необходимость приобщения пластов.

3. Обосновывать необходимость ввода новых нагнетательных скважин, включая и многозабойные.

4. Рассчитать требуемый объем воды, необходимый для компенсации отбора закачкой.

Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой производится с использованием матриц коэффициентов взаимовлияния скважин.

На рис. 2.16 показана карта линий тока к нефтяным скважинам и классификация нефтяных скважин по компенсации отбора. Овалом выделены проблемные скважины.

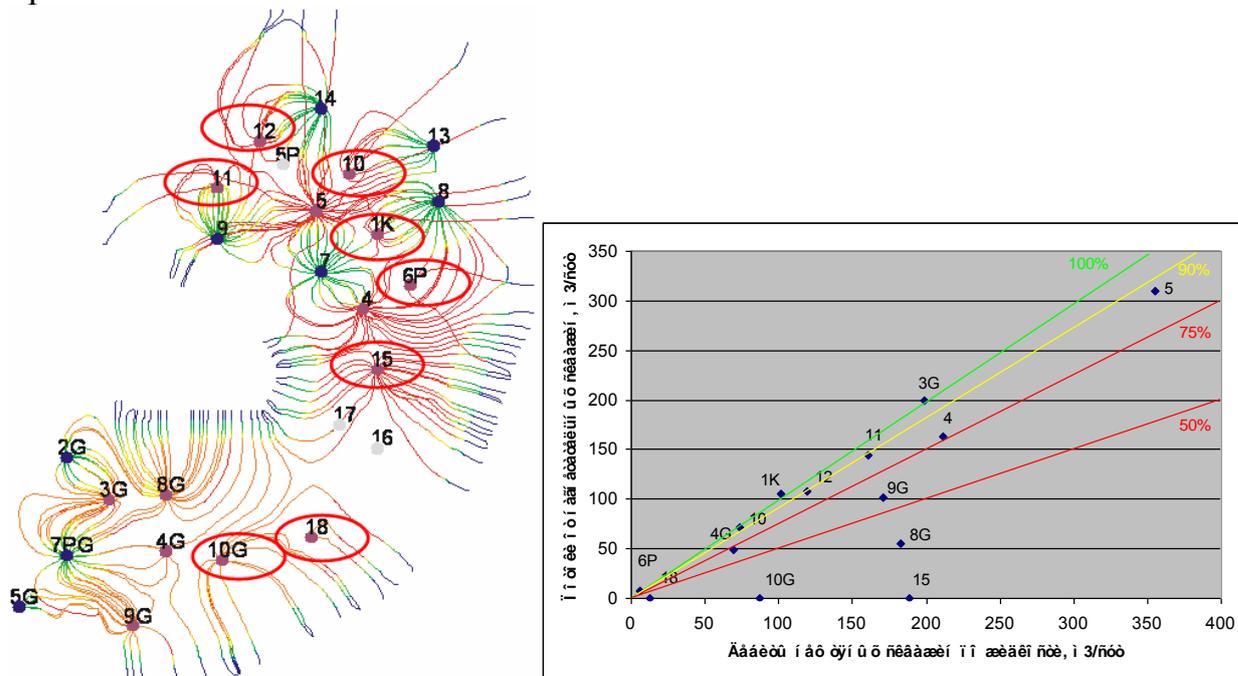


Рис. 2.16. Карта линий тока к нефтяным скважинам и классификация нефтяных скважин по компенсации отбора

Из рис. 2.16 видно, что 89,9% и 68% от нагнетаемой воды в скважины 5G и 13 идут за пределы контура ВНК. Только 10% от объема закачиваемой воды скважиной 5G идет на поддержание пластового давления в районе добывающей скважины 9G. Скважины 10G, 15, 18 не охвачены воздействием нагнетания.

2.4.6. Балансировка заводнения

Сбалансированной системой заводнения будем называть систему с одновременным продвижением фронта вытеснения водой со стороны ближайших нагнетательных скважин с минимизацией обводнения продукции добывающих скважин. Желательно стремиться к сбалансированности системы заводнения. Предполагается, для сбалансированной системы заводнения коэффициент охвата вытеснением и КИН будут максимальными. Напротив, несбалансированность системы заводнения и потоков таит опасность преждевременного прорыва воды от нагнетательных скважин и

раннего обводнения продукции скважин, может привести к пониженному КИН.

Модели линий тока дают количественную информацию о величине потоков, приходящих от нескольких нагнетательных скважин к каждой из добывающих скважин и этим дают возможность контролировать сбалансированность заводнения ячеек. Для традиционных сеточных моделей это не доступно. На рис. 2.17 схематически показано распределение потоков жидкости к нефтяным скважинам.

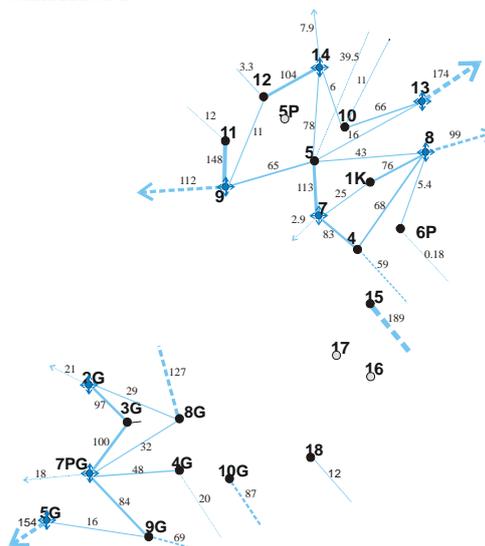


Рис. 2.17. Схема распределения потоков жидкости к нефтяным скважинам

Принцип сбалансированности системы разработки может быть расширен и сформулирован в терминах оптимизационных задач:

1. Достижение максимальных величин коэффициентов охвата вытеснением остаточных подвижных запасов.
2. Достижение требуемых или максимальных темпов отбора запасов.
3. Одновременность продвижения фронта вытеснения водой со стороны окружающих нагнетательных скважин и минимизация обводнения продукции добывающих скважин.

На рис. 2.18 приведена схема распределения потоков между скважинами.

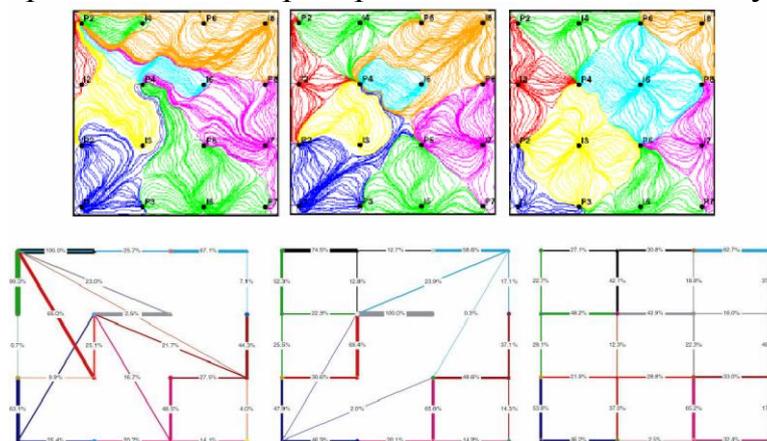


Рис. 2.18. Пример балансировки ячеек заводнения

Из рис. 2.18 видно, что для нескольких нефтяных скважин нарушены балансы в структуре потоков: скважина 12 на 87,4 % поддержана нагнетанием в скважину 14; скважина 6Р на 96,8 % поддержана нагнетанием в скважину 8; скважина 1К на 75% - скважиной 8; скважина 10 на 90% - скважиной 13; скважина 11 на 92% - скважиной 9.

Такая несбалансированность потоков таит опасность прорыва воды от нагнетательных скважин и раннего обводнения продукции скважин, может привести к пониженному коэффициенту охвата вытеснением и недостижению проектного КИН.

Можно увидеть, что целенаправленное изменение режимов работы нагнетательных скважин позволяет от несбалансированной модели с длинными перекрестными связями (слева) перейти к сбалансированной модели со сближением и упорядочением связей (справа).

2.5. Алгоритм построения модели месторождения и количественного анализа применяемой системы заводнения

1. Загрузить данные по РИГИС, инклинометрии, перфорации и истории разработки месторождения в «Навигатор локальной БД» в «Euclid» по выбранным геологическим и промысловым объектам и по списку скважин участка.

2. Построить каркас месторождения, используя созданную базу данных в «Euclid».

3. Построить поверхности пласта для модели.

4. Построить кубы проницаемости, пористости, песчаности, нефтенасыщенности, давления. Рассчитать куб водонасыщенности и пересчитать куб пористости с учетом песчаности.

5. Используя кубы проницаемости, пересчитанной пористости, водонасыщенности и давления, в «Euclid» построить линии тока с заданной точностью осреднения данных. В результате получим XML-файлы с информацией о потоках между скважинами.

6. Загрузить из XML-файла данные по объемам добычи/закачки, а также объемы потоков жидкости между скважинами, которые получены путем моделирования на программном комплексе «Euclid».

7. Рассчитать влияние нагнетательных скважин на добывающие по формуле (2.27).

8. Рассчитать зависимости добывающих скважин от нагнетательных по жидкости по формуле (2.30).

9. Рассчитать зависимости добывающих скважин от нагнетательных по фазам по формуле (2.29).

10. Выполнить анализ эффективности нагнетательных скважин. Для каждой нагнетательной скважины рассчитываются доля нефти, воды, жидкости приходящей от данной нагнетательной скважины к любой из добывающих скважин и за контур. А также рассчитывается коэффициент

эффективности нагнетательной скважины по формуле (2.32). Построить график эффективности нагнетательных скважин.

11. Выполнить анализ эффективности добывающих скважин. Для каждой добывающей скважины рассчитываются доля нефти, воды, жидкости приходящей от нагнетательных скважин и из-за контура. А также рассчитывается коэффициент эффективности нагнетательных скважин по добыче нефти данной добывающей скважиной по формуле (2.31) для каждой пары нагнетательная - добывающая скважина.

12. Рассчитать влияние нагнетательных скважин на обводнение продукции всех гидродинамически связанных добывающих скважин по формуле (2.35).

Построить график, выражающий зависимость обводнения продукции добывающих скважин от гидродинамически связанных нагнетательных скважин.

13. Построить зависимость дебита по жидкости нефтяных скважин от потоков жидкости от нагнетательных скважин к добывающим. Найти из зависимости эффективность компенсации отборов нефтяными скважинами закачкой в нагнетательные скважины.

14. Построить зависимость приемистости нагнетательных скважин от потоков воды от нагнетательных скважин к добывающим. Определить из данной зависимости эффективность нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации отборов закачкой.

15. Провести анализ эффективности системы заводнения. Рассчитать общий суточный дебит нефти, воды и коэффициент эффективности данной системы разработки.

16. Сделать вывод об эффективности системы заводнения.

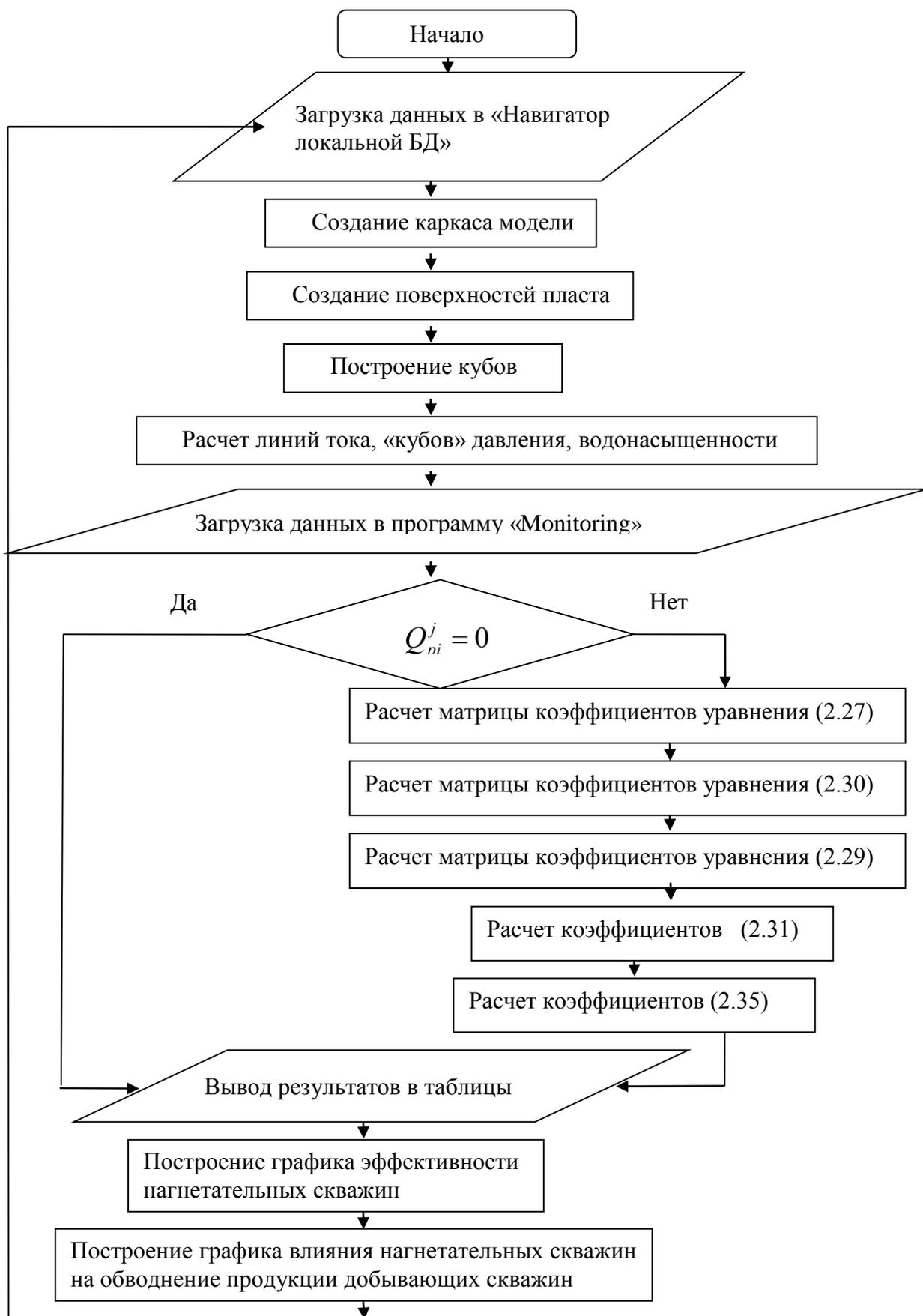
17. На основе имеющихся расчетных данных предложить более оптимальную систему.

18. Построить модель с учетом перераспределения объемов закачки.

19. Провести анализ системы разработки месторождения с изменениями. Построить график, на котором прослеживается динамика изменения общей суточной добычи нефти для начальной системы разработки и системы разработки с изменениями.

20. Сделать вывод.

2.5.1. Блок-схема построения модели месторождения и количественного анализа применяемой системы заводнения





3. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ЛИНИЙ ТОКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1. Компьютерная реализация методики мониторинга и анализа системы разработки месторождений в программе «Monitoring»

3.1.1. Входные данные для программы «Monitoring»

Входными данными для программы «Monitoring» служат XML-файлы, формирующиеся в результате построения линий тока на программном комплексе «Euclid». Доступ к данным файла осуществляется при помощи специальных процедур, которые вычисляют поток жидкости, воды и нефти для каждой пары «нагнетательная - добывающая» скважина, а также добычу жидкости и нефти для каждой добывающей скважины. Код программы «Monitoring» представлен в приложении №1.

3.1.2. Инструкция по использованию программы

Программа для мониторинга и анализа системы разработки месторождения представляет собой форму с 5-ю закладками:

- влияние нагнетательных скважин на добывающие;
- зависимость добывающих скважин от нагнетательных по жидкости;
- зависимость добывающих скважин от нагнетательных по фазам (вода, нефть);

- анализ эффективности нагнетательных скважин;

- анализ эффективности добывающих скважин;

и дополнительным полем для загрузки данных и оценки эффективности всей системы разработки.

На главной форме располагается кнопка «Загрузка данных». Работа с данной программой начинается с нажатия на эту кнопку. Открывается диалоговое окно, в котором предлагается выбрать XML-файл для загрузки в программу.

На первых 4-х закладках расположены матрицы взаимовлияния коэффициентов, которые вычисляются при нажатии на кнопку, расположенную на главной форме программы «Расчет коэффициентов». Вид закладок показан на рис. 3.1-3.4.

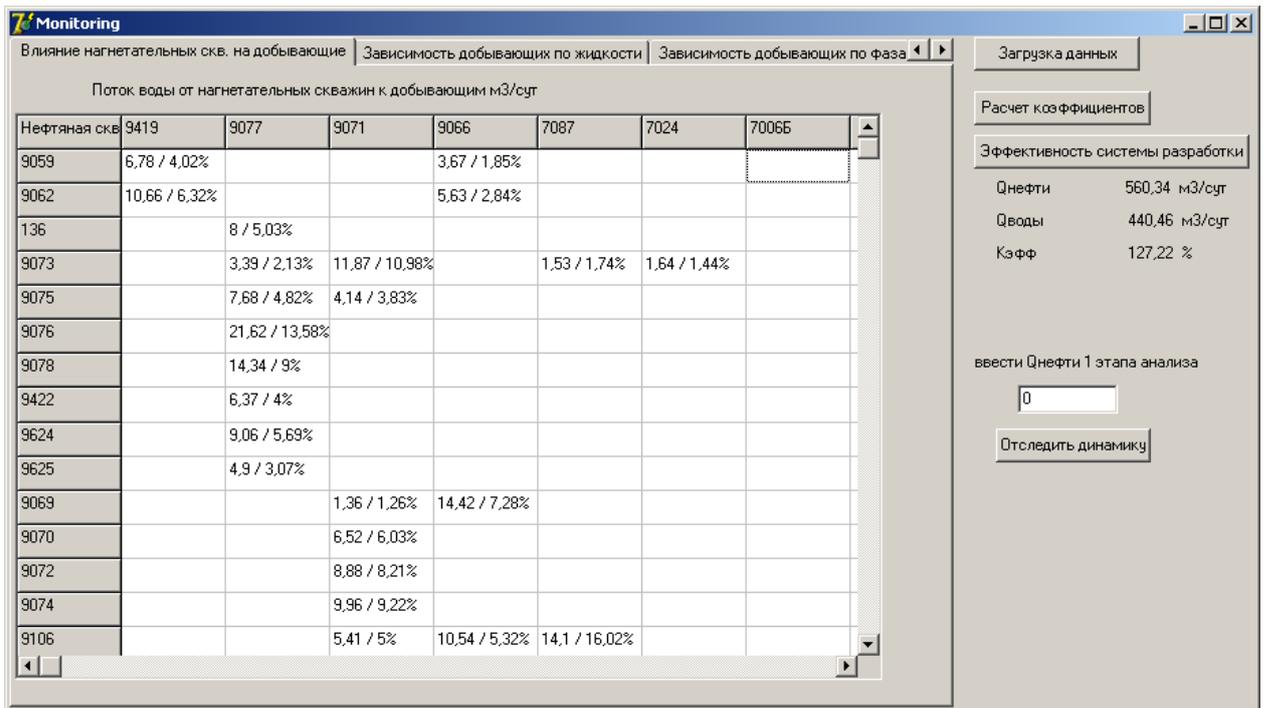


Рис. 3.1. Интерфейс программы «Monitoring», закладка «Влияние нагнетательных скважин на добывающие»

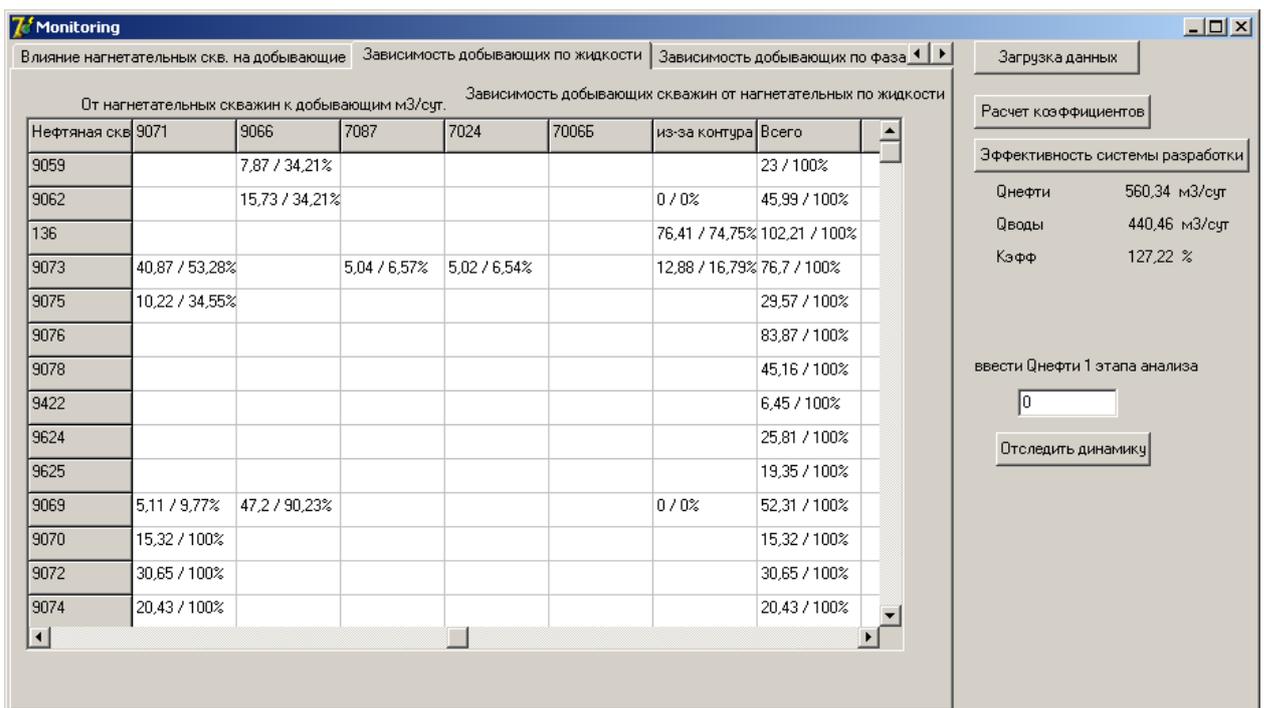


Рис. 3.2. Интерфейс программы «Monitoring», закладка «Зависимость добывающих по жидкости»

На закладке «Зависимость добывающих по фазам» находятся опции выбора фазы (вода, нефть), притекающей к нефтяным скважинам. Переключателем флажка выбирается фаза и автоматически происходит вычисление коэффициентов взаимовлияния.

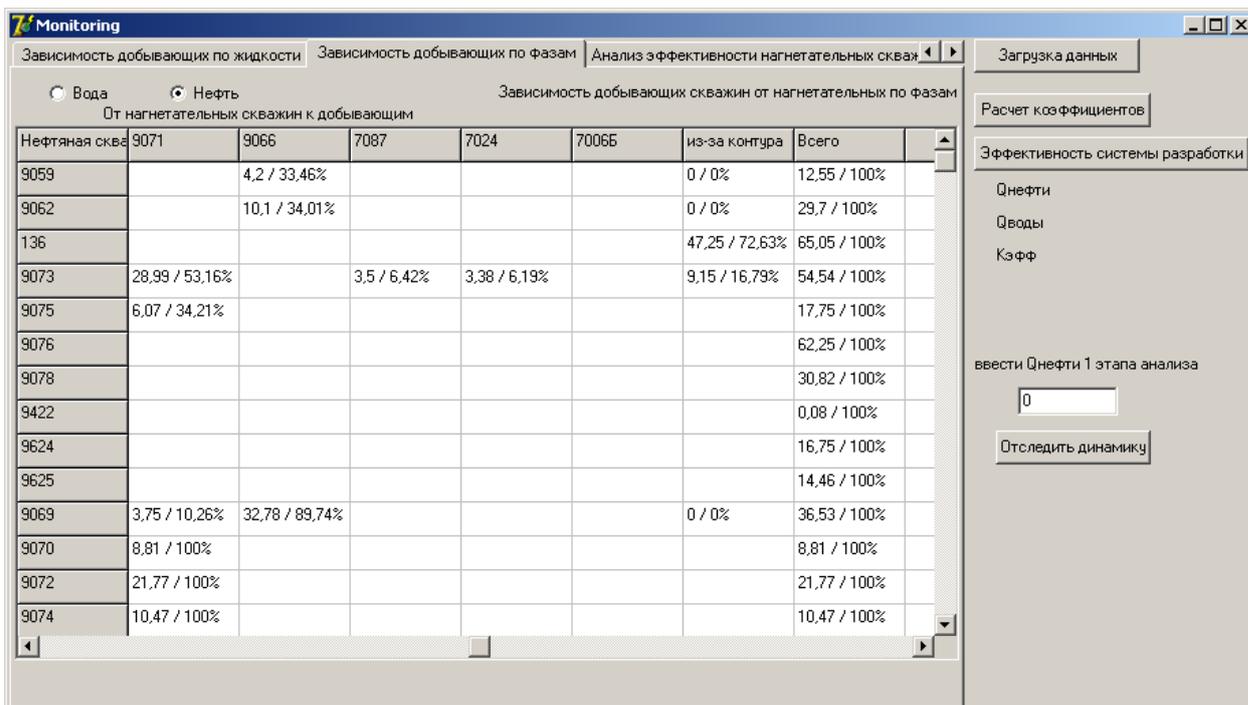


Рис. 3.3. Интерфейс программы «Monitoring», закладка «Зависимость добывающих по фазам»

На закладке «Анализ эффективности нагнетательных скважин» в раскрывающемся списке выбирается нагнетательная скважина, по которой выводится детальная информация о количестве потоков, исходящих от нее к нефтяным скважинам, за контур, а также коэффициент эффективности данной скважины. Вид закладки показан на рис. 3.4.

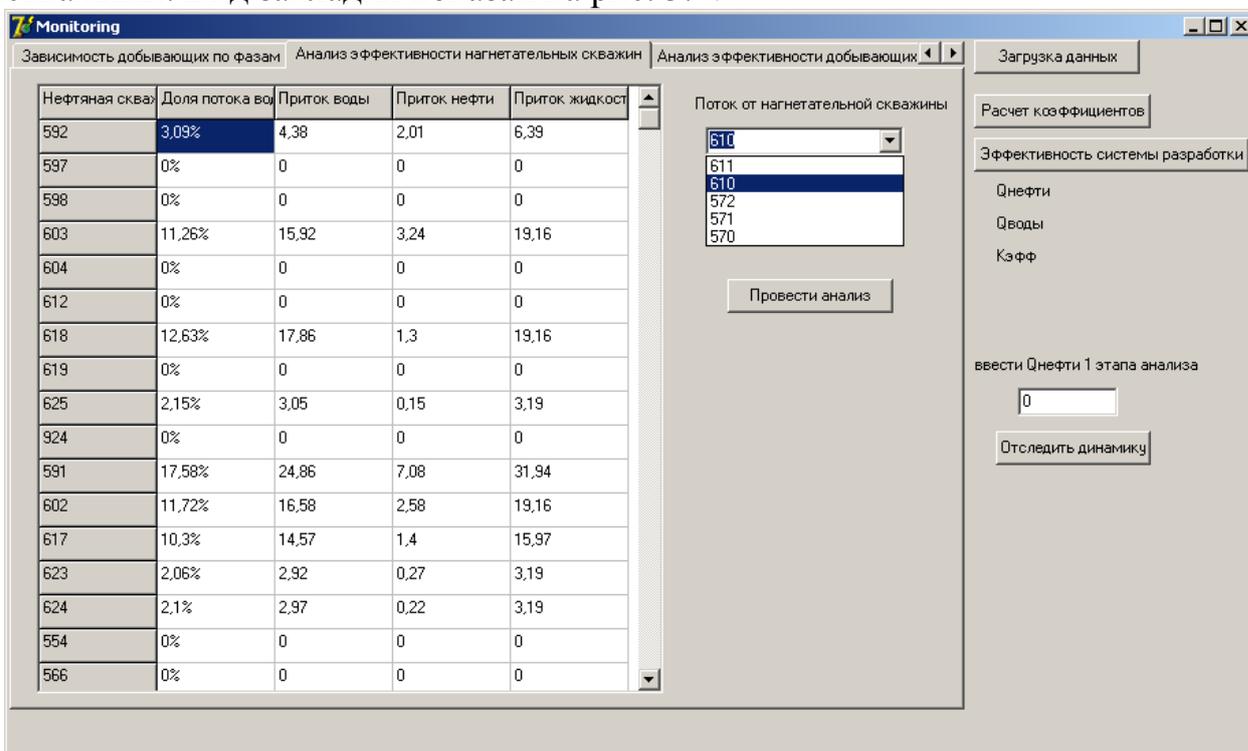


Рис. 3.4. Интерфейс программы «Monitoring», закладка «Анализ эффективности нагнетательных скважин»

Чтобы провести анализ эффективности всех нагнетательных скважин данной системы разработки необходимо нажать на кнопку «Провести анализ». Появится график зависимости закачки воды в пласт данными нагнетательными скважинами от дебита гидродинамически связанных с данными нагнетательными скважинами нефтяных скважин от нагнетания, на котором будет показана эффективность нагнетательных скважин. Вид графика показан на рис. 3.5.

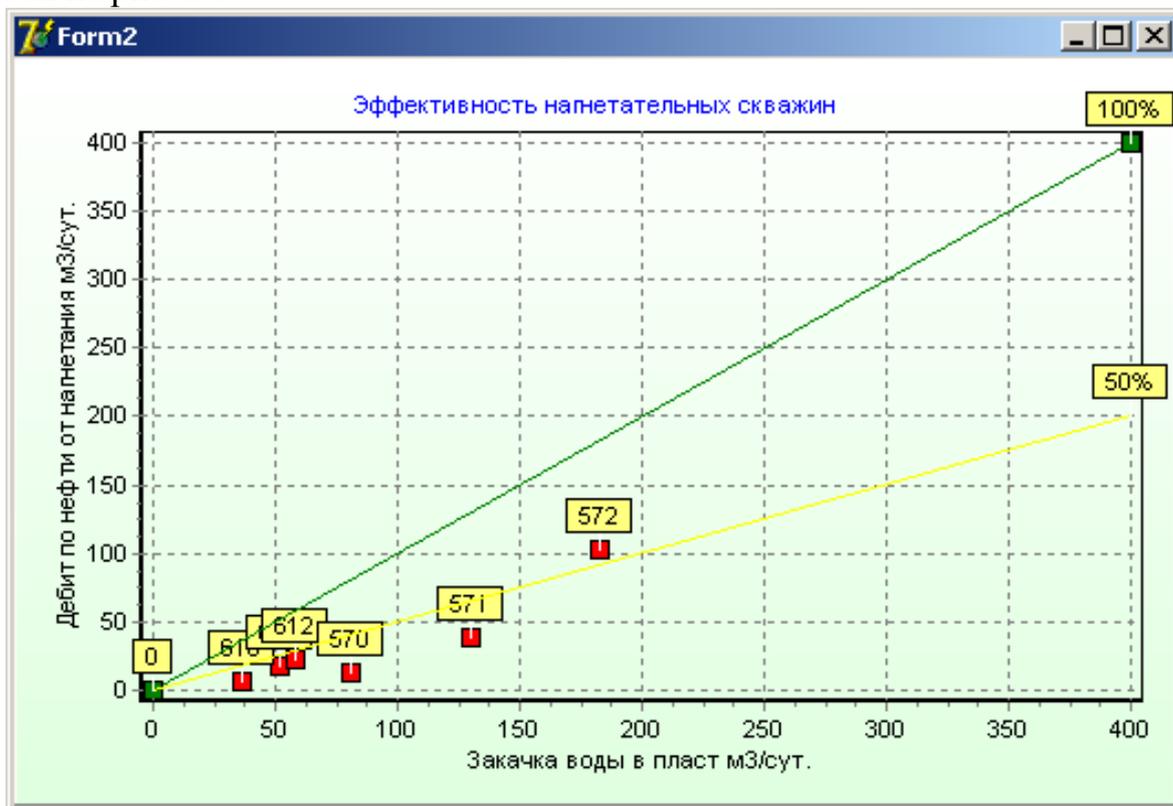


Рис. 3.5. Интерфейс программы «Monitoring», график «Эффективность нагнетательных скважин»

На закладке «Анализ эффективности добывающих скважин» в раскрывающемся списке выбирается добывающая скважина, по которой выводится детальная информация о количестве потоков, приходящих к ней от нагнетательных скважин, из-за контура, а также коэффициенты обводненности данной скважины и обводненности потоков, приходящих к данной нагнетательной скважине, коэффициент эффективности данной скважины, гидродинамически связанной с нагнетательными скважинами. Вид закладки показан на рис. 3.6.

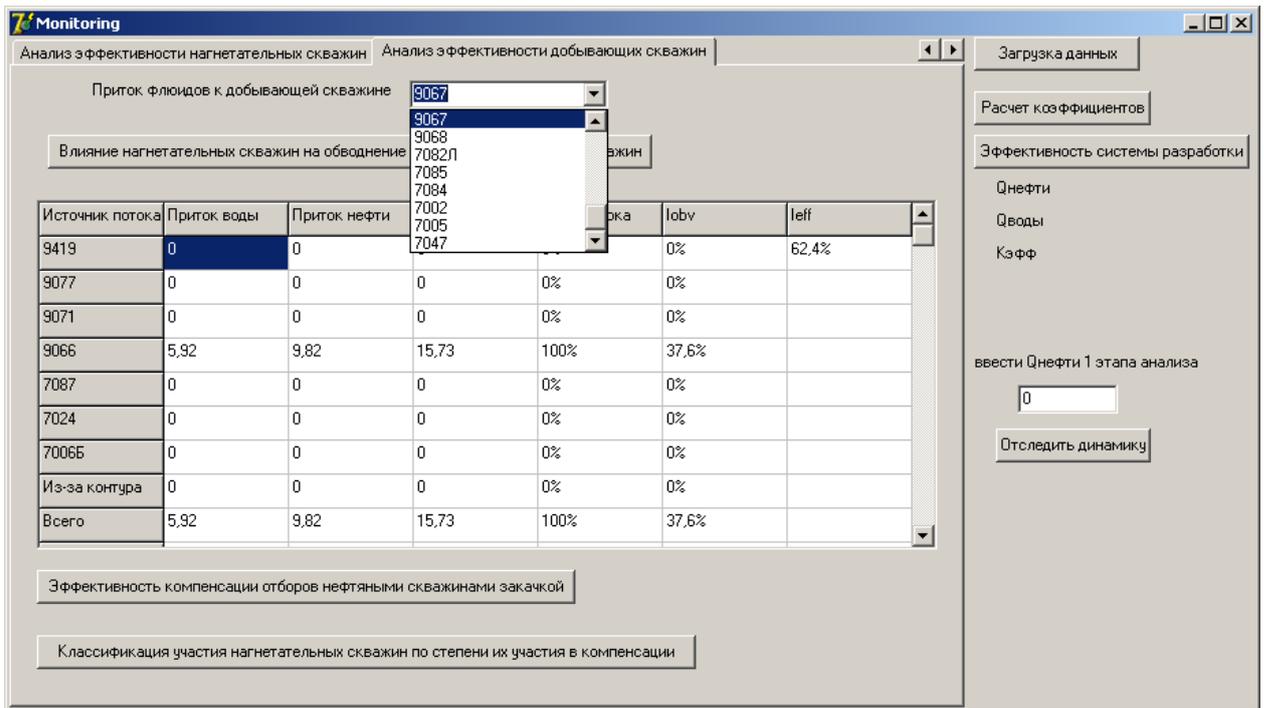


Рис. 3.6. Интерфейс программы «Monitoring», закладка «Анализ эффективности добывающих скважин»

Также на данной закладке располагается кнопка «Влияние нагнетательных скважин на обводнение». При нажатии на эту кнопку выдается график влияния нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин. График представляет собой зависимость приемистости нагнетательных скважин от отбора воды гидродинамически связанными с ними добывающими скважинами. Вид графика показан на рис. 3.7.

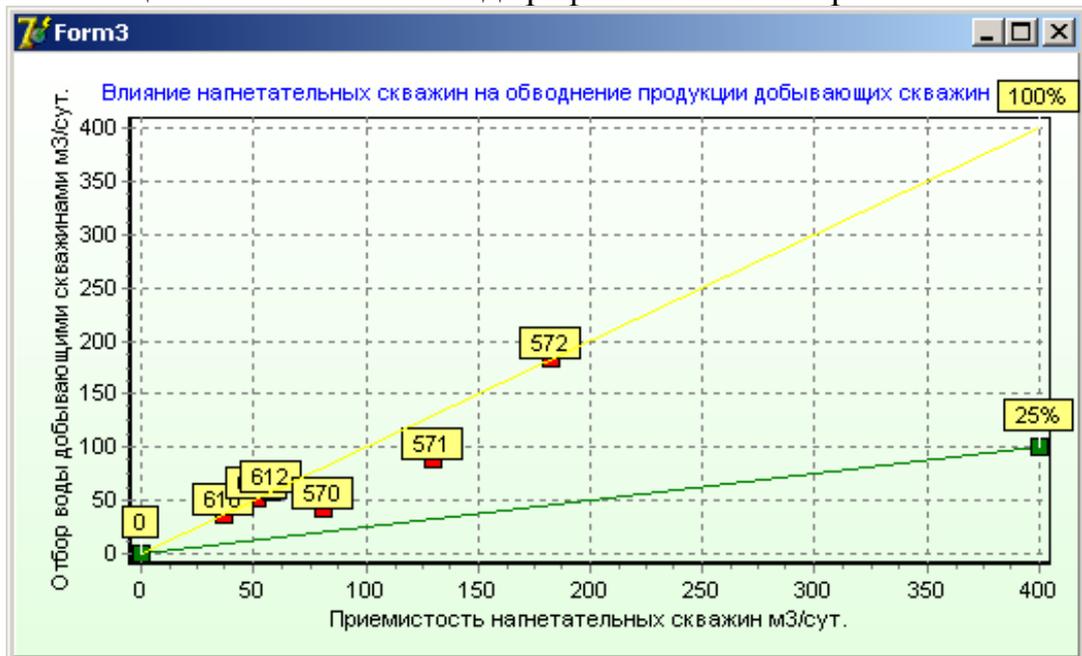


Рис. 3.7. Интерфейс программы «Monitoring», график «Влияние нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин»

При нажатии на кнопку «Компенсация отборов нефтяными скважинами закачкой» появляется график компенсации отборов жидкости нефтяными скважинами закачкой в нагнетательные скважины. График представляет собой зависимость дебита по жидкости добывающих скважин от потоков жидкости от гидродинамически связанных нагнетательных скважин. Вид графика показан на рис. 3.8.

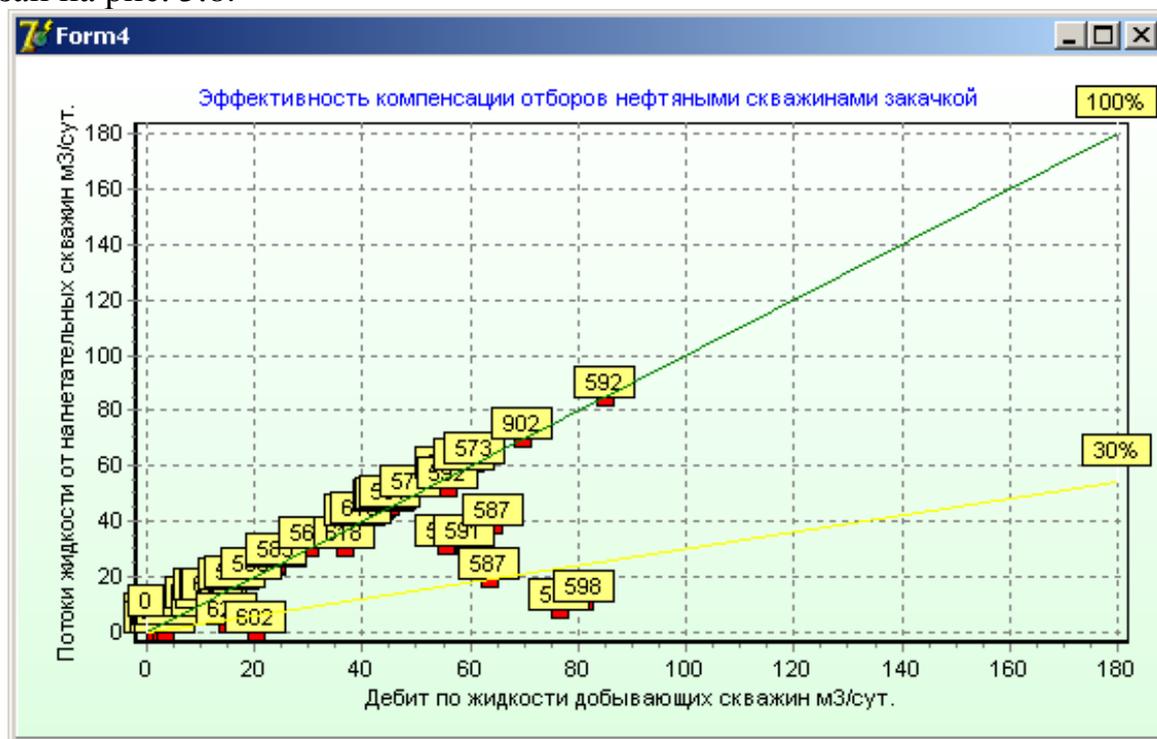


Рис. 3.8. Интерфейс программы «Monitoring», график «Эффективность компенсации отборов нефтяными скважинами закачкой»

Чтобы провести классификацию нагнетательных скважин по степени участия в компенсации отборов закачкой необходимо нажать на кнопку «Классификация нагнетательных скважин по степени участия в компенсации». На графике изображена зависимость приемистости нагнетательных скважин от потоков жидкости от нагнетательных скважин, которые отходят к добывающим скважинам. Вид графика показан на рис. 3.9.

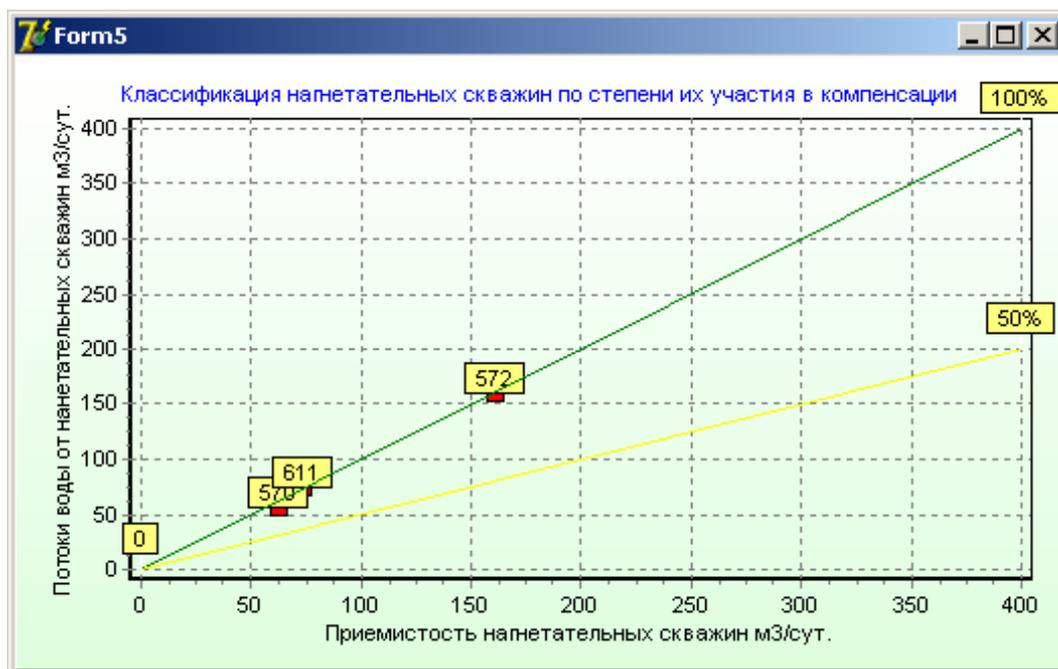


Рис. 3.9. Интерфейс программы «Monitoring», график «Классификация нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации»

На главной форме также расположена кнопка «Эффективность системы разработки», при нажатии на которую выдается суммарная суточная добыча нефти, воды и коэффициент эффективности при данной системе разработки. Если осуществляется 2 этап анализа (улучшенная система разработки), то необходимо ввести дополнительный параметр: $Q_{нефти}$ за предыдущий этап анализа. Нажать на кнопку «Отследить динамику», в результате получим график – динамику изменения $Q_{нефти}$ по сравнению со значением до проведения мероприятий. Вид графика показан на рис. 3.10.

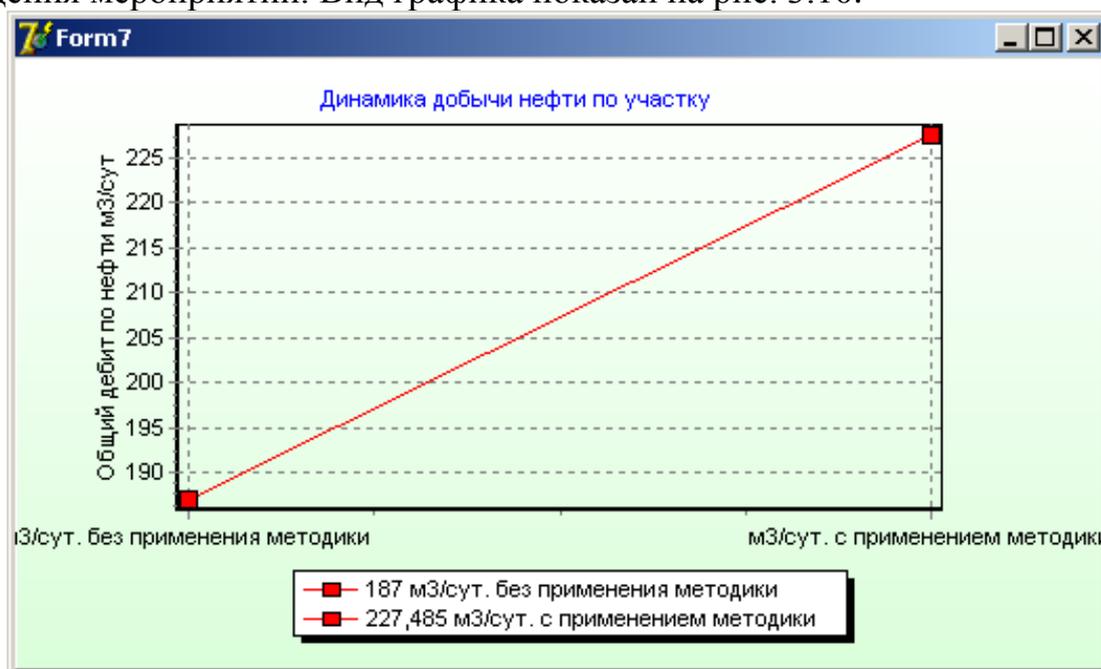


Рис. 3.10. Интерфейс программы «Monitoring», график «Динамика добычи нефти по участку»

3.2. Создание модели Покачевского месторождения

3.2.1. Краткий физико-географический очерк месторождения

В географическом отношении Покачевское месторождение занимает центральную часть Западно-Сибирской низменности. В административном отношении месторождение находится в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и расположено в 105 км к северо-западу от г. Нижневартовск и в 110 км на северо-восток от г. Сургут.

Рассматриваемое месторождение находится в районе активной нефтедобычи, где разрабатываются такие месторождения, как Западно-Могутлорское, Могутлорское, Ключевое, Курраганское и Северо-Покачевское.

В орографическом отношении площадь представляет собой озерно-аллювиальную равнину, абсолютные отметки рельефа которой колеблются в пределах +70 м – +85 м.

Гидрогеологическая сеть района представлена р. Аган и ее притоками р.р. Котух-Та, Варьеган, Ван-Гун-Еган и другие. На рассматриваемой территории развито большое количество озер. Озера по своему происхождению относятся к торфянико-болотным и представляют собой озера (площадью менее 5 кв.км.), разбросанные без всякой системы среди открытых верховых болот. Часть территории заболочена. Преобладают торфяные, олиготрофные (верховые), грядово-мочажинные и сфагновые болота. Территория месторождения расположена в зоне не сплошного распространения многолетних мерзлых пород. В зонах распространения ММП наблюдается двухслойное строение вечной мерзлоты. Верхний (современный) слой залегает на глубине от 10-15м до 25-40м. Нижний (реликтовый) – от 150 до 350м. Толщина ММП изменяется от 70 до 150м.

3.2.2. Нефтегазоносность месторождения

По нефтегеологическому районированию Покачевское месторождение относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР), находится на севере Среднеобской нефтегазоносной области (НГО), в окружении известных нефтяных месторождений Нонг-Еганского, Ключевого, Кечимовского, Нивагальского, Южно-Покачевского и Северо-Покачевского.

Покачевское месторождение располагается в центральной части куполовидного поднятия и является многозалежным, при этом этаж нефтеносности достигает 900 м. Залежи располагаются в широком стратиграфическом диапазоне по разрезу от тюменской до алымской свит. Инфраструктура Покачевского месторождения показана на рис. 3.11.

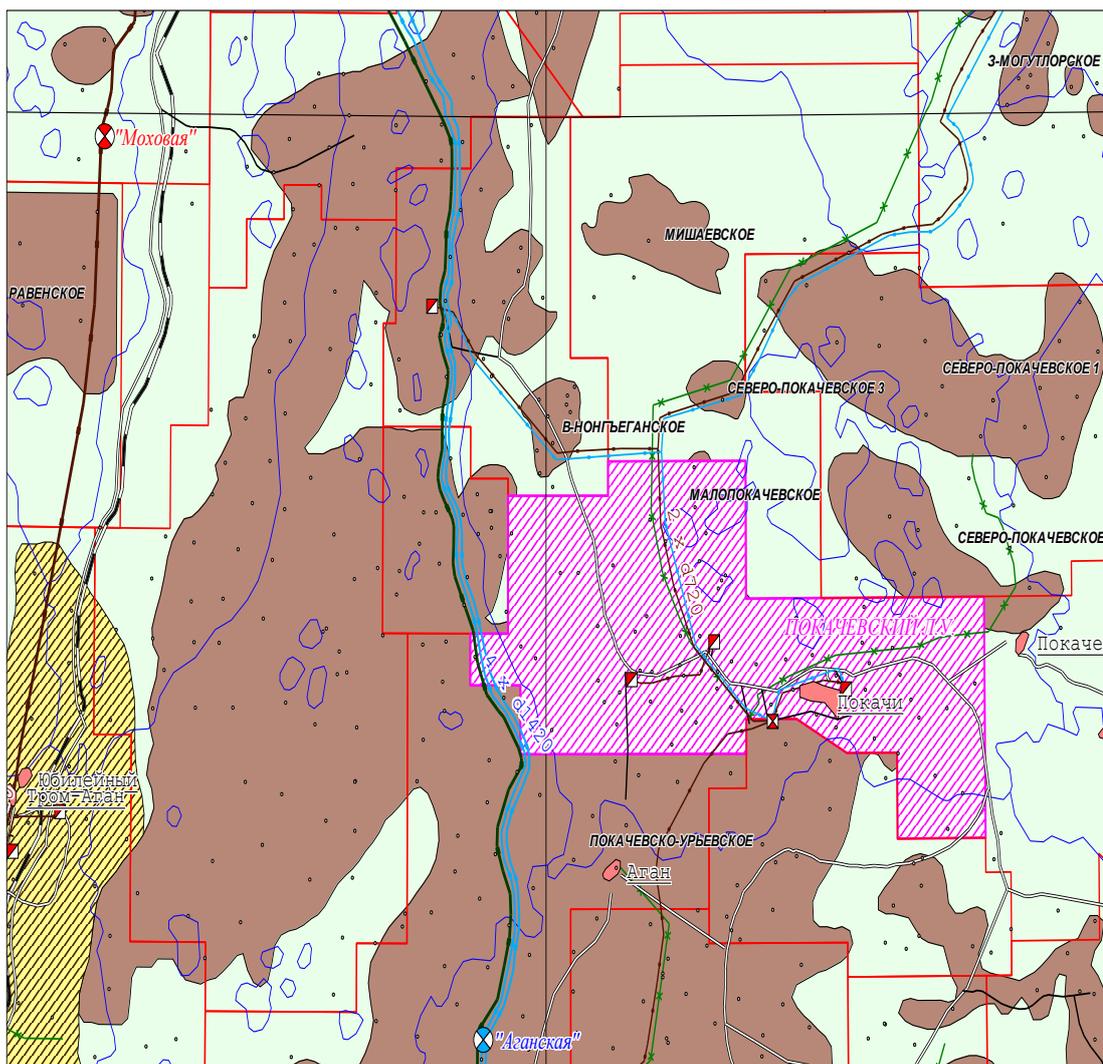


Рис. 3.11. Инфраструктура Покачевского месторождения

Наибольшим по площади нефтеносности является комплекс отложений в разрезе отложений низов алымской и верхней части ванденской свит, в составе которого выделяются продуктивные горизонты АВ1-АВ8.

Пласты группы АВ в основном континентального генезиса имеют сложное геологическое строение и характеризуются высокой неоднородностью и невыдержанностью по площади. Фильтрационные свойства коллекторов резко изменчивы по разрезу и площади, и в среднем по месторождениям также значительно различаются: от 0,02 мкм² до 0,3 мкм². Пористость изменяется в пределах 19 - 25 %.

Залежи нефти на месторождении присутствуют во всех пластах группы АВ. В пластах АВ1/3-АВ2/3, представляющих единый гидродинамически связанный резервуар, присутствует единая залежь нефти пластово-массивного строения, которая распространяются единым полем на площади Покачевского, Ключевого, Кечимовского, Нивагальского, Южно-Покачевского, Лас-Еганского месторождений. Залежи в нижезалегающих пластах АВ4-АВ8 встречаются только в центральной части месторождения в сводовых частях гипсометрически наиболее высоких локальных вершин Покачевского поднятия.

Вторая группа залежей на месторождении связана с пластами группы БВ низов отложений ванденской свиты (БВ0-БВ6) и верхней части разреза мегионской свиты (БВ8-БВ10). Пласты БВ, сформировавшиеся в прибрежноморских условиях, характеризуются более выдержанным и однородным строением, чем в континентальной толще верхнего комплекса.

Песчаники пластов имеют высокие фильтрационно-емкостные свойства. Средние значения открытой пористости по залежам составляют 18 - 21 %, проницаемость изменяется в пределах 0,1 – 0,94 мкм². Довольно выдержанное по площади строение и высокие фильтрационные свойства пластов обеспечивают высокую продуктивность скважин.

Пласты БВ по толщине близки высотам содержащихся в них залежей, редко превышающие 25 - 30 м. В связи с этим, все залежи имеют обширные по площади водонефтяные зоны или являются водоплавающими.

Третья группа залежей приурочена к пластам ачимовской толщи, залегающим среди глин мегионской свиты. Ачимовские отложения, сформировавшиеся в условиях некомпенсированного прогибания дна палеобассейна, характеризуются клиноформным строением. Пласты неоднородные по разрезу и невыдержанные по простиранию, имеют, в целом, низкие ёмкостно-фильтрационные свойства. Открытая пористость составляет 16 - 19 %, проницаемость по пластам ачимовской толщи изменяется в пределах 0,002 – 0,04 мкм². По характеру строения залежи пластовые, сводовые с литологическими ограничениями.

Нижний нефтегазоносный комплекс в разрезе представлен отложениями верхней части васюганской свиты юрского возраста, в котором основным объектом является регионально нефтеносный пласт ЮВ11. Пласт на территории месторождения в целом характеризуется выдержанным

строением. Коллекторы пласта имеют проницаемость, которая в среднем, изменяется в пределах 0,02 - 0,05 мкм², только на отдельных участках имеют место коллекторы с проницаемостью до 0,3 мкм². По характеру строения выявленные залежи являются пластовыми сводовыми и отличаются сложной поверхностью ВНК.

Таким образом, в нефтегазоносном отношении разрез Покачевского месторождения является уникальным, залежи нефти связаны со всеми 4 нефтегазоносными комплексами. Нефтедержащими объектами на месторождении являются пласты АВ1-3, АВ2-3, АВ4 (АВ41 и АВ42), АВ5, АВ6, АВ7, АВ8 (АВ81 и АВ82), БВ0 (Б00, Б01, Б02), БВ1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ6, БВ8, ачимовского комплекса и ЮВ11. По площадной приуроченности залежи нефти в пластах АВ1/3-АВ2/3 распространяются на группу месторождений, залежи пластов БВ6 и БВ8 продолжаются на Южно-Покачевское месторождение, все остальные залежи нефти находятся в пределах принятых границ месторождения и лицензионного участка.

Залежи пластов АВ1-3, АВ2 и АВ3 также рассматриваются как единый нефтесодержащий объект, характеризующийся общей поверхностью ВНК, но характер развития нефтенасыщенных коллекторов в котором определяется особенностями морфологического строения составляющих его пластов.

Залежи пластов АВ1/3-АВ3 в принципе представляют собой объект пластово-массивного строения. На большей площади месторождения в скважинах вскрываются водонасыщенные и нефтенасыщенные коллекторы. Исключение составляет центральная часть площади в пределах Покачевского локального поднятия, где установлена нефтяная зона залежи. По результатам выполненной интерпретации ГИС, испытания и материалам эксплуатации по всему фонду скважин был определен характер начального насыщения коллекторов пластов АВ1-3-АВ3.

В результате определено следующее, во-первых, во многих скважинах нефтенасыщенные и водонасыщенные коллекторы по разрезу отделены непроницаемыми породами от 1 м до 12 м, во-вторых, по наклонно-направленным скважинам имеются существенные погрешности инклинометрии.

В связи с неоднородным строением разреза в каждой скважине, где отсутствовал непосредственный контакт в коллекторах, определялось расчетное положение ВНК как наиболее вероятное с учетом окружающих скважин. Дополнительно для контроля принятого, расчетного уровня ВНК определялась согласованность с уровнем ВНК по водоплавающей залежи пласта АВ5.

Пласт АВ1-3, в пределах залежи залегает на отметках -1780-1725 м и вскрыт всеми пробуренными на месторождении скважинами. По разрезу располагается в основании преимущественно глинистой толщи отложений алымской свиты, имеет прибрежно-морской генезис и трансгрессивным типом разреза. Пласт характеризуется однотипностью строения по разрезу и выдержанностью отложений по площади. Общая толщина пласта составляет

8-12 м, толщина проницаемой части – 1,2-6 м. Коллекторами являются мелкозернистые песчаники, часто в разной степени глинистые. От нижезалегающих отложений ванденской свиты уверенно отделяется пластом глини.

Пласт АВ1-3 обладает наиболее низкими, по сравнению с нижезалегающими горизонтами, фильтрационно-емкостными свойствами и нефтесодержанием. Пористость пласта составляет 17-22 %, проницаемость от $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² в редких случаях до $100-150 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность – 30-44 %. Проницаемые прослои пласта АВ1-3 практически во всех скважинах по ГИС оцениваются как нефте - или слабонефтеныщенные. По этим причинам для пласта АВ1-3 характерны чаще всего невысокие дебиты нефти, наличие воды в продукции скважин. По результатам испытаний дебиты нефти в скважинах составляли 1,6 – 17,5 м³/сут, и только в отдельных скважинах получены фонтанирующие притоки нефти.

По материалам выполненных работ залежь нефти в пласте АВ1-3 представляется пластовой сводовой и является самой крупной по площади распространения и не ограничивается собственно Покачевским месторождением. Так как с Ключевым, Нивагальским и Южно-Покачевским месторождениями отсутствуют зоны выклинивания коллектора, тектонические нарушения или прогибы с амплитудой больше высоты залежи, они объединяются общим контуром нефтеносности.

За пределами залежи оказались только единичные скважины – 109Р, 142Р, 61Р, 20Р. В связи с этим, положение внешнего контура нефтеносности определено по структурным построениям и уровню поверхности ВНК, вскрытому в пластах АВ2-3. В границах месторождения размеры залежи составляют х км. Высота залежи достигает 45 м, в связи с чем, при небольшой толщине пласта залежь имеет вдоль контура узкую небольшой площади водонефтяную зону.

3.2.3. Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

В целом по разрезу Покачевского месторождения наблюдается закономерное изменение основных параметров, характерное и для ближайших месторождений (Нивагальского, Северо-Покачевского, Ключевого). Так, величины давления насыщения, газового фактора и объемного коэффициента увеличиваются с глубиной, а плотность пластовой нефти и вязкость уменьшаются с глубиной. В связи с тем, как отмечено выше, что качество информации в результате исследования глубинных проб зависит от соблюдения методики их отбора по некоторым скважинам, полученные при анализах результаты явно отклонялись и такие результаты не рекомендуются для принятия в дальнейшие расчеты.

Пласты АВ1-3 – АВ3 по данным однократного разгазирования и ступенчатой сепарации охарактеризованы 16 пробами, часть из которых

отбракована. Основные параметры по этим пластам следующие. Давление насыщения изменяется в диапазоне от 7,0 до 8,3 МПа, составляя в среднем 7,2 МПа, средняя величина газового фактора и объемный коэффициент по данным ступенчатой сепарации соответственно равны 50 м³/т и 1,126. Вязкость пластовой нефти для этих пластов принята равной 2,16 мПа*с, плотность дегазированной нефти 857 кг/м³.

По результатам исследования поверхностных проб нефтей в их составе увеличивается содержание парафинов до 3,7-4,3 %, смол силикагелевых до 9,2 - 11,2 % и асфальтенов до 3,3 - до 4,1 %.

Растворенные в нефтях газы при дифференциальном разгазировании отличаются более высоким по всему разрезу содержанием метана (до 73-80,6 %). Общее количество гомологов метана от 16 до 24 %. По результатам исследования (дифференциальное разгазирование) глубинных проб нефтей Покачевского месторождения с привлечением данных по соседним месторождениям нами приняты подсчетные параметры по основным залежам пластов. По остальным пластам месторождения параметры принимались по аналогии с близлежащими пластами.

3.3. Создание модели Покачевского месторождения на программном комплексе «Euclid»

Для построения модели участка Покачевского месторождения по пластам АВ1/3, АВ2, примем, что пласты сообщающиеся и рассмотрим их как один геологический объект. Промысловые объекты, по которым ведется разработка скважинами данного участка – АВ1, АВ2, ЮВ1. Фонд скважин данного участка составляет 38 штук.

1. Открыть «Навигатор локальной БД». Выбрать «Файл» - «Создать базу». Дать имя базе данных, куда будет сохраняться база данных для модели. Выбрать из общей базы данных месторождение «Покачевское», SQL-машину fobos и сервер ShineDB. Поставить флажки выбора в пунктах загрузки:

- РИГИС. Выбрать версию интерпретации РИГИСА – (МП, Покачевское, данные геомодели Ахтамарской залежи АВ1/2, Недра-консалт). Выбрать геологические объекты, по которым следует загрузить данные - АВ1/3, АВ2.

- Скважины (добывать новые).

- Инклинометрию.

- Перфорацию.

- Историю разработки месторождения. Выбрать версию истории – «Показатели технической разработки». Указать промысловые объекты, в данном случае АВ1, АВ2 и ЮВ1.

Загружаем список скважин моделируемого участка (38 скважин). Когда все опции проставлены, нажимаем кнопку «Загрузить данные».

2. Чтобы построить каркас модели участка в рабочем окне симулятора «Euclid» выбираем «Новый каркас», затем задаем ограничения геологических координат по x и y участка месторождения. По x: от 337300 до 342700, по y:

от 842700 до 846300. Подключить созданную БД и список скважин должен загрузиться автоматически. В результате получим каркас модели с загруженными на него скважинами. Чтобы глубины на скважинах соответствовали отметкам глубин на каркасе следует построить поверхности кровли и подошвы пласта (в нашем случае кровлю пласта АВ1/3 и подошву пласта АВ2) и строим поверхности одним из предложенных методов. Для построения участка модели Покачевского месторождения использовался метод «Тренд-интерполяции». После этого перестраиваем структуру реперов на каркасе. На рис. 3.12-3.13 представлены поверхности кровли и подошвы пласта модели.

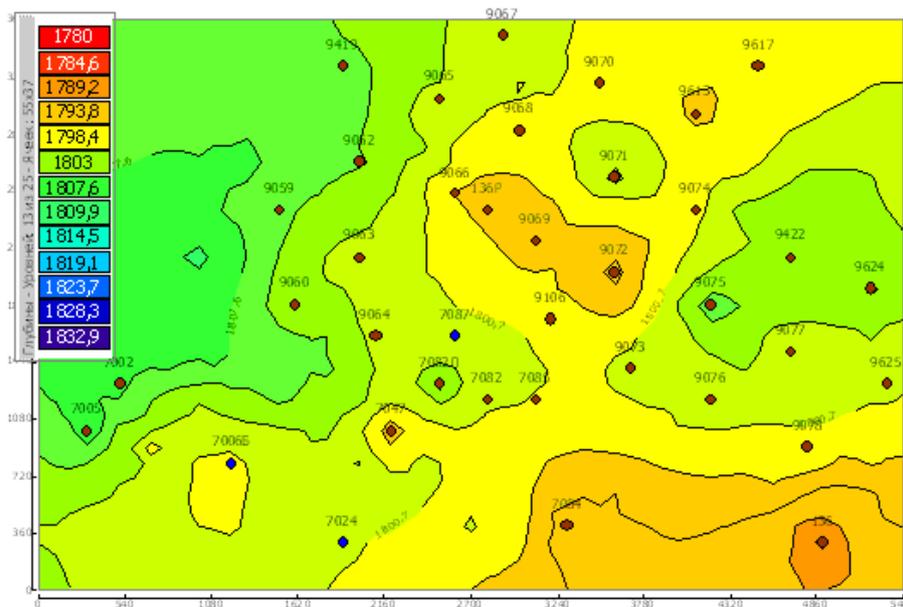


Рис. 3.12. «Куб» поверхности кровли пласта АВ1/3

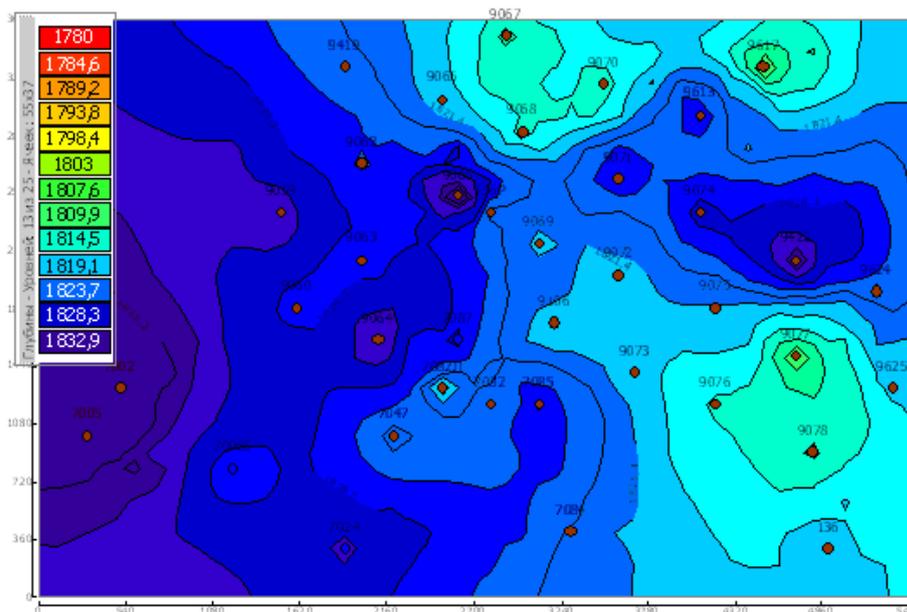


Рис. 3.13. «Куб» поверхности подошвы пласта АВ2

3. Для создания гидродинамической модели, нам необходимо построить «кубы» проницаемости, пористости, песчанности и нефтенасыщенности. Для этого в симуляторе «Euclid» нужно зайти – «Сервис» - «Построение

кубов» и поставить флажки рядом с «кубами» проницаемости, пористости, песчаности и нефтенасыщенности. Нажать кнопку «Построить». В результате строятся данные кубы на начало разработки. Вид «кубов» показан на рис. 3.14- 3.17.

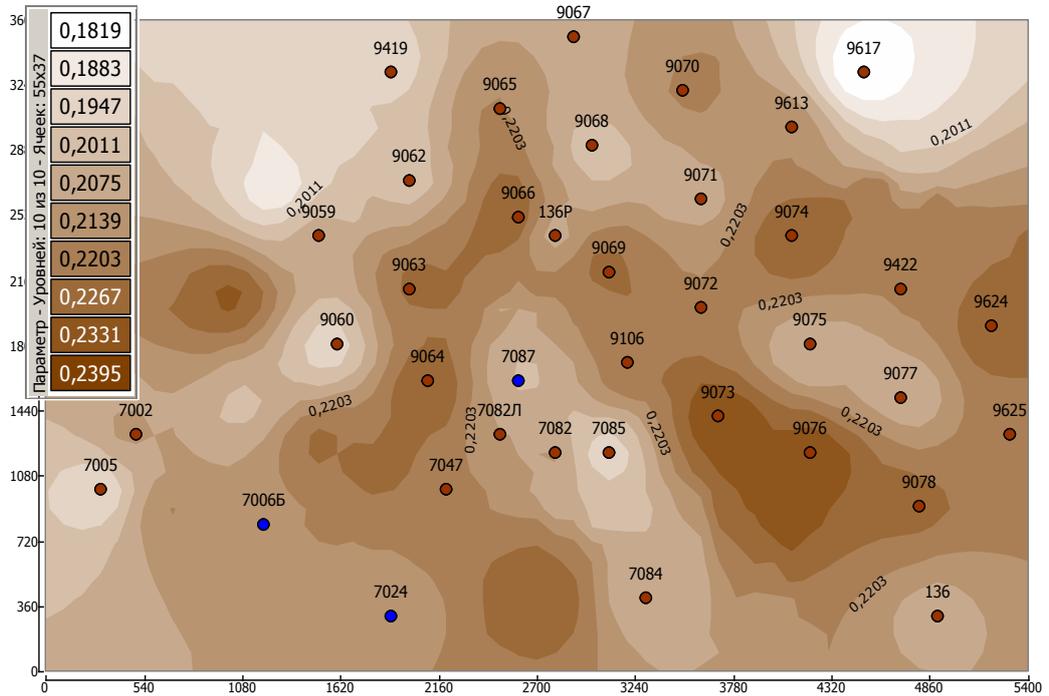


Рис. 3.14. «Куб» пористости для модели участка Покачевского месторождения на начало разработки

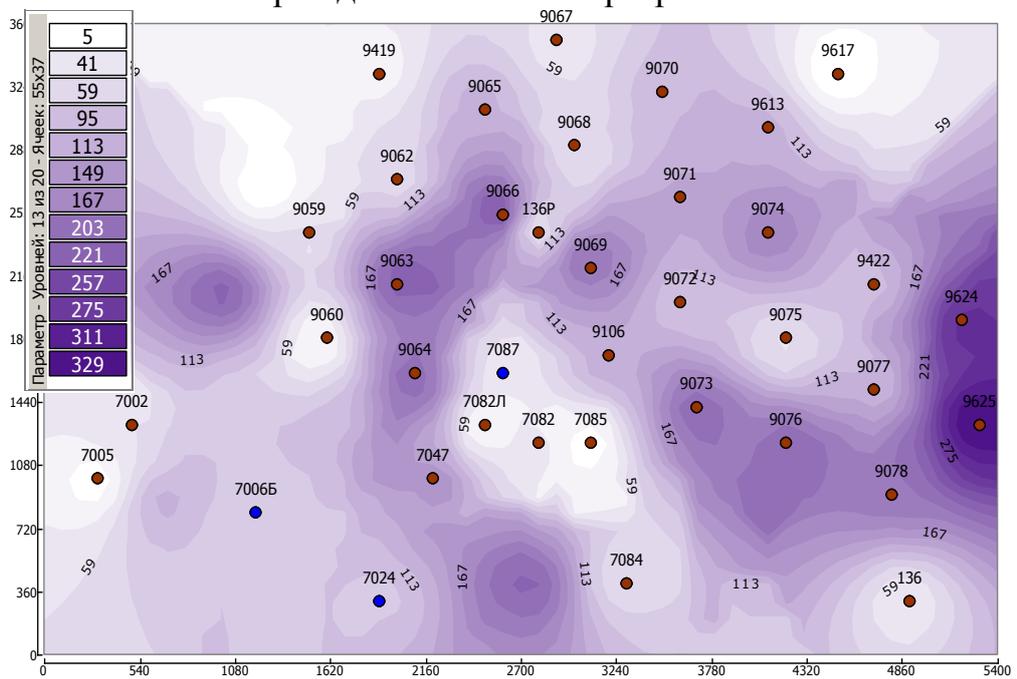


Рис. 3.15. «Куб» проницаемости модели участка Покачевского месторождения

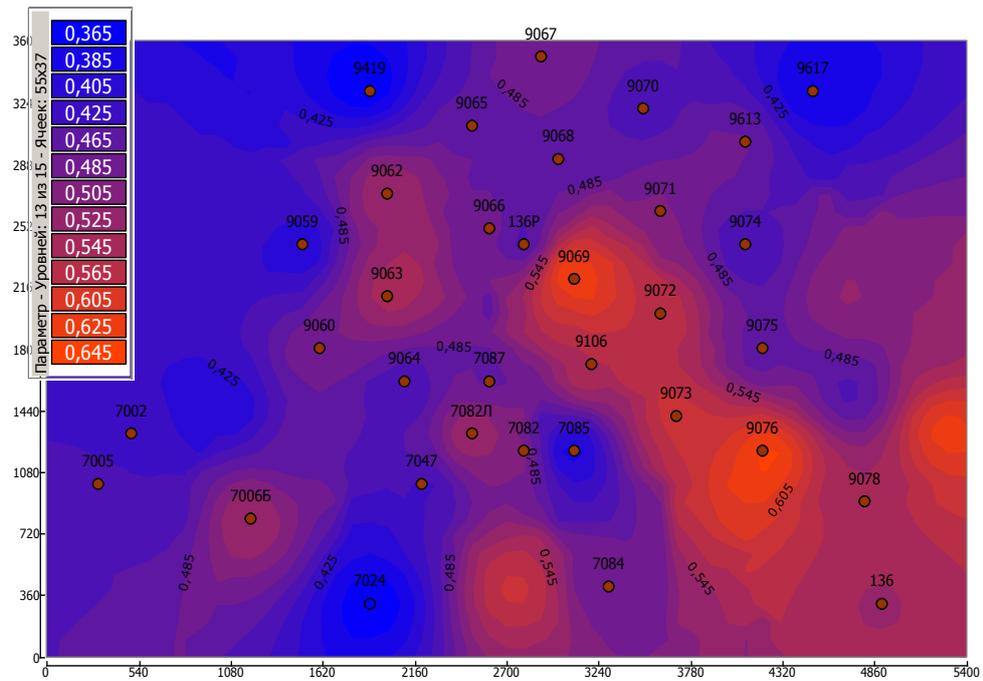


Рис. 3.16. «Куб» начальной нефтенасыщенности модели участка Покачевского месторождения

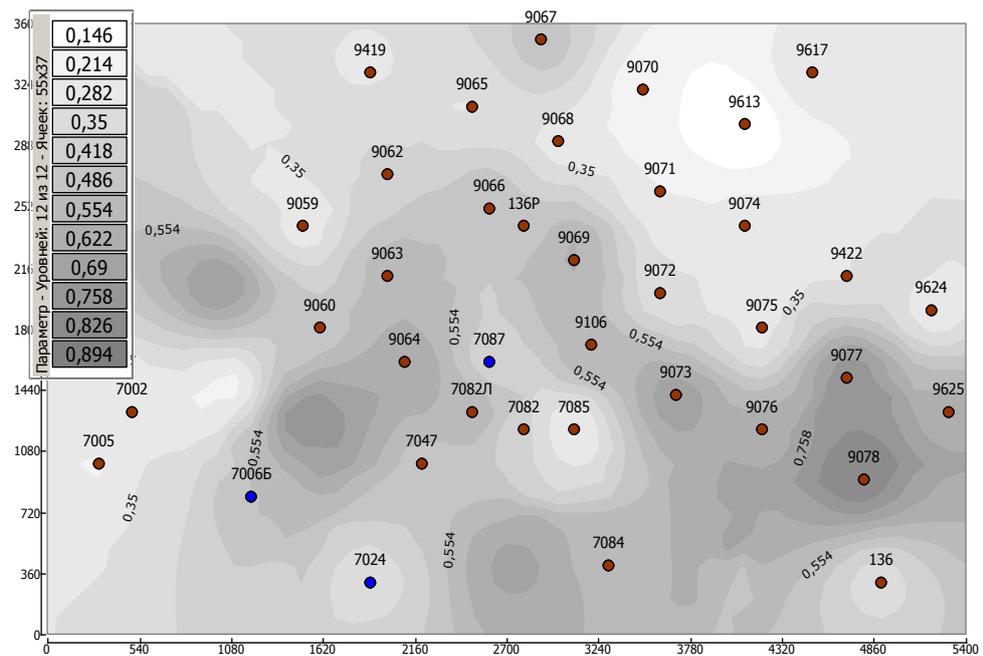


Рис. 3.17. «Куб» песчаности модели участка Покачевского месторождения

4. Затем в геокалькуляторе рассчитывается водонасыщенность, как (1-«куб» нефтенасыщенности), «куб» давления на участке месторождения, которое обычно задается константой, равной среднему значению давления на участке (для моделируемого участка Покачевского месторождения давление=170 атм.), и «куб» пористости с учетом песчаности, как («куб» пористости*«куб» песчаности*100). «Кубы» модели участка Покачевского месторождения показаны на рис. 3.18-3.19.

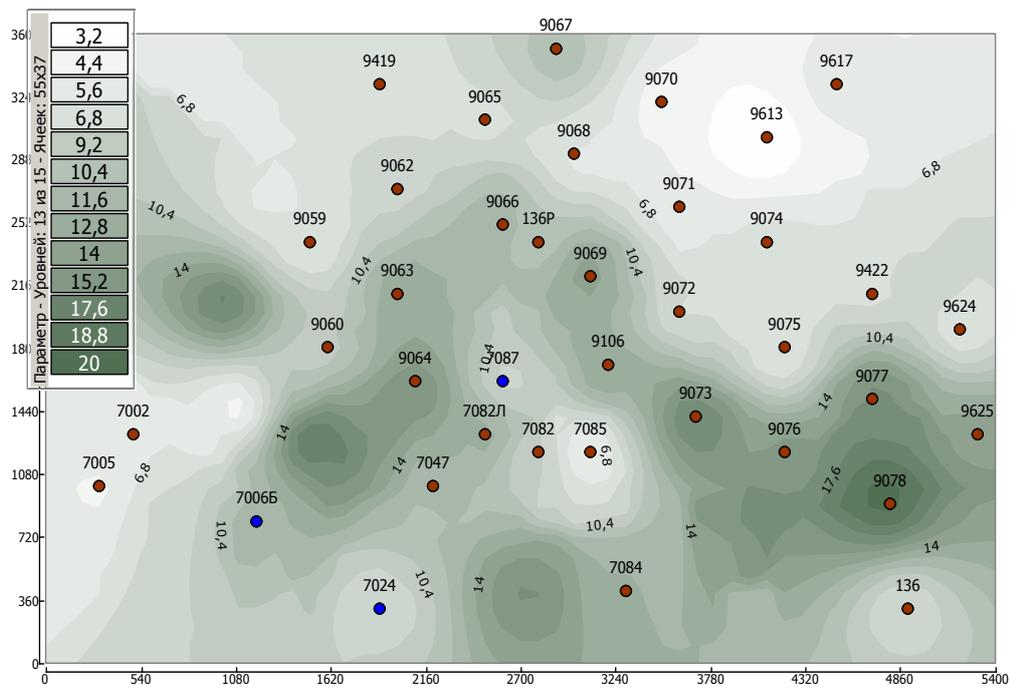


Рис.3.18 «Куб» расчетной пористости модели участка Покачевского месторождения

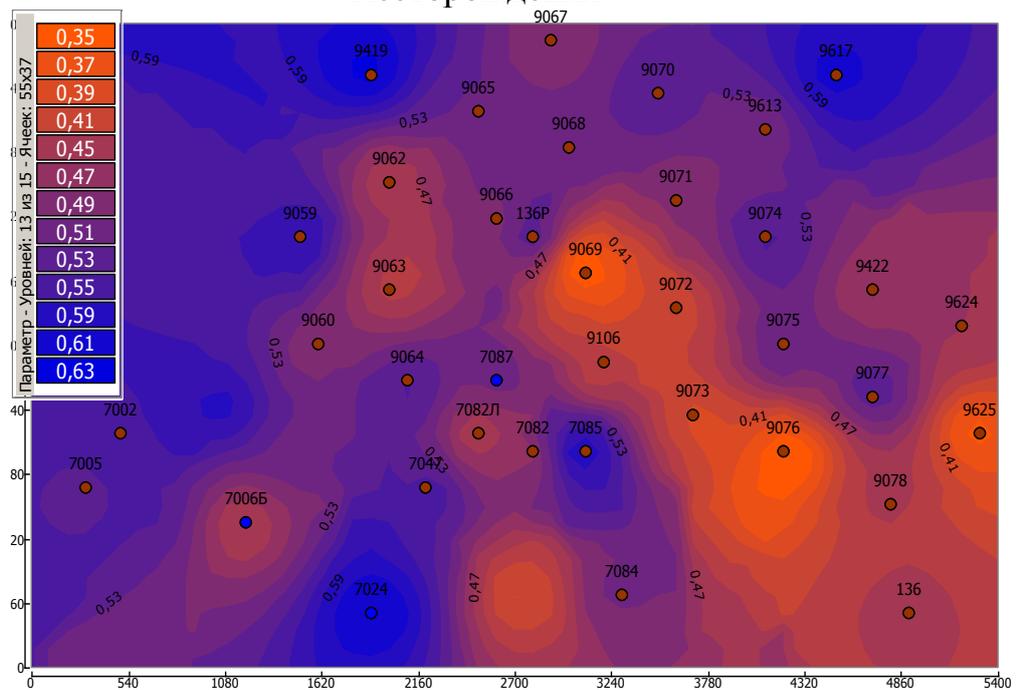


Рис. 3.19. «Куб» водонасыщенности модели участка Покачевского месторождения

5. Далее следует расчет траекторий линий тока, водонасыщенности и давления на дату разработки. Для этого нужно зайти «Сервис» - «Трубки тока». в появившемся окне подключить «кубы» проницаемости по направлениям x, y, и z, давления, водонасыщенности и пересчитанной пористости. Задать дату начала построения линий тока (для участка Покачевского месторождения строятся линии тока на 27.03.06), период осреднения данных (месяц), вязкость жидкости = 1спз и вес линии тока между скважинами=5т. поставить флажок в поле «фиксированное давление». Создать

файл инициализации данных с расширением .ini, сохранить туда расчетные данные. Нажать кнопку «Расчет», после того, как расчет линий тока будет завершен, симулятор построит кубы давления и водонасыщенности, изменившиеся в результате работы скважин, а также визуализирует потоки между скважинами. Расчетные «кубы» на 28.04.06. показаны на рис. 3.20 - 3.21.

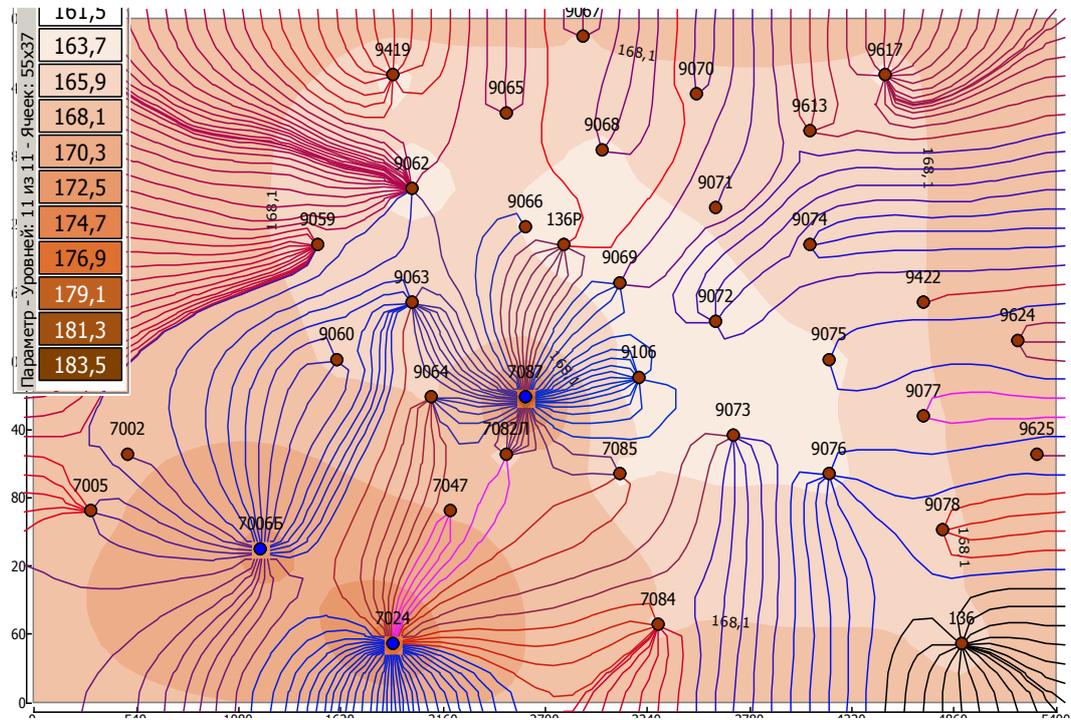


Рис. 3.20. «Куб» давления на 28.04.06 модели участка Покачевского месторождения с визуализированными линиями тока

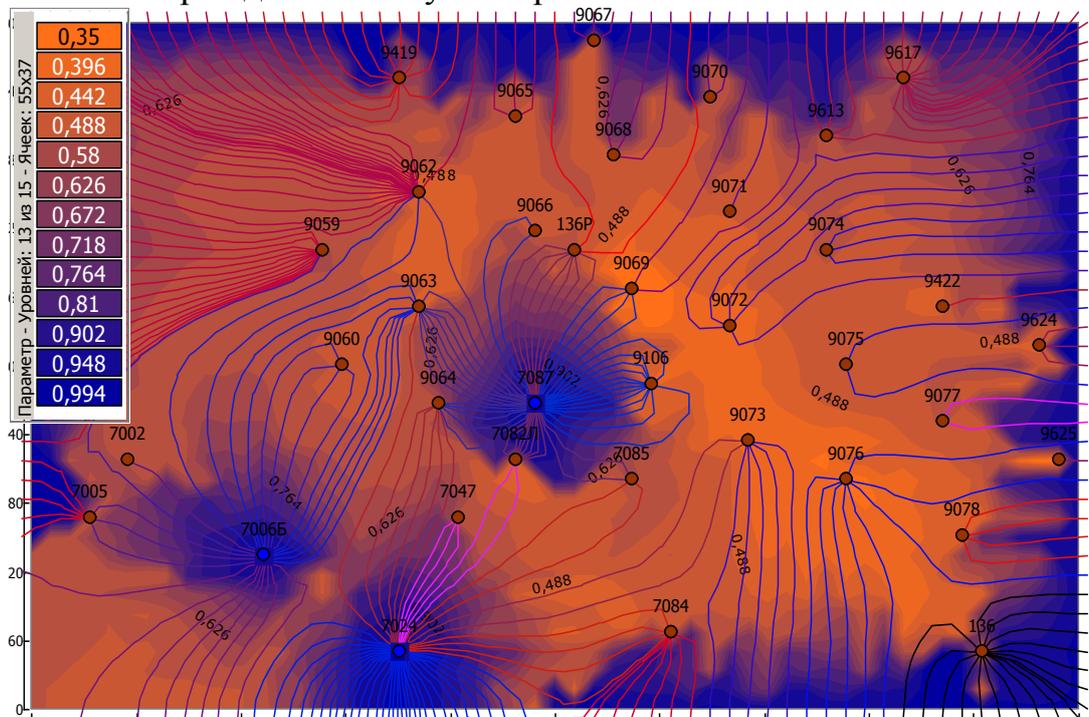


Рис. 3.21. «Куб» водонасыщенности на 28.04.06 модели участка Покачевского месторождения с визуализированными линиями тока

3.4. Анализ эффективности реализуемой системы разработки Покачевского месторождения с помощью программы «Monitoring»

Для проведения анализа системы разработки Покачевского месторождения необходимо загрузить XML-файл «28.04.2006» в программу «Monitoring». Затем нажать кнопку «Расчет коэффициентов». В результате заполнятся таблицы первых трех закладок программы – матрицы коэффициентов взаимовлияния скважин.

Таблица «Влияние нагнетательных скважин на добывающие» - представляет собой матрицу коэффициентов взаимовлияния скважин по потокам от нагнетательных скважин. В табл. 3.1 показаны потоки, исходящие от нагнетательных скважин и их распределение между добывающими скважинами и за контур.

Таблица 3.1
Влияние нагнетательных скважин на добывающие

К нефтяным скважинам	Нагнетательные скважины					
	7087		7024		7006Б	
	м ³ /сут					
За контур	0	0,0%	270,73	76,6%	41,115	50,7%
136Р	26,212	11,8%				
7082Л	60,315	27,1%	6,2154	1,8%		
7085	7,0884	3,2%	7,065	2,0%		
9062	2,5713	1,2%			4,0543	5,0%
9063	32,3	14,5%	4,2971	1,2%	14,457	17,8%
9064	27,228	12,2%	19,61	5,5%		
9066	7,0839	3,2%				
9069	9,901	4,5%				
9106	49,667	22,3%				
7047			17,801	5,0%		
7084			21,854	6,2%		
9073			5,7871	1,6%		
7002					2,3437	2,9%
7005					8,4484	10,4%
9059					2,3558	2,9%
9060					8,3421	10,3%
Всего	222,37	100,0%	353,36	100,0%	81,116	100,0%

Как видно из табл. 3.1, поток воды от скважины 7087 практически равномерно распределяется между скважинами 136Р, 7082Л, 7085, 9062, 9063, 9064, 9066, 9069, 9106. В то время как 76,6% закачиваемой воды в скважину 7024, и 50,7% закачиваемой воды в скважину 7006Б уходит за контур.

Таблица «Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по жидкости»- представляет собой матрицу коэффициентов взаимовлияния

скважин по потокам жидкости к добывающим скважинам. В табл. 3.2 показаны потоки, приходящие к добывающим скважинам.

Таблица 3.2
Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по жидкости

Нефтяные скважины	Из-за контура	От нагнетательных скважин			Всего
		7087	7024	7006Б	
м3/сут					
136Р	19,918	55,308			75,226
	26,5%	73,5%			100,0%
7082Л		63,209	17,467		80,675
		78,3%	21,7%		100,0%
7085		15,802	17,467		33,269
		47,5%	52,5%		100,0%
9062	30,562	7,9011		10,279	48,742
	62,7%	16,2%		21,1%	100,0%
9063		63,209	8,7333	35,976	107,92
		58,6%	8,1%	33,3%	100,0%
9064		39,505	43,666		83,172
		47,5%	52,5%		100,0%
9066		15,802			15,802
		100,0%			100,0%
9069	18,799	31,604			50,404
	37,3%	62,7%			100,0%
9106		102,71			102,71
		100,0%			100,0%
7047			26,2		26,2
			100,0%		100,0%
7084	22,523		34,933		57,456
	39,2%		60,8%		100,0%
9073	59,235		17,467		76,701
	77,2%		22,8%		100,0%
7002				5,1394	5,1394
				100,0%	100,0%
7005	7,3957			15,418	22,814
	32,4%			67,6%	100,0%
9059	17,899			5,1394	23,039
	77,7%			22,3%	100,0%
9060				20,557	20,557
				100,0%	100,0%

Продолжение табл. 3.2

Нефтяные скважины	Из-за контура	От нагнетательных скважин			Всего
		7087	7024	7006Б	
м3/сут					
136	102,21				102,21
	100,0%				100,0%
9065	18,129				18,129
	100,0%				100,0%
9068	23,765				23,765
	100,0%				100,0%
9070	22,561				22,561
	100,0%				100,0%
9071	11,294				11,294
	100,0%				100,0%
9072	26,213				26,213
	100,0%				100,0%
9074	22,673				22,673
	100,0%				100,0%
9075	36,637				36,637
	100,0%				100,0%
9076	82,355				82,355
	100,0%				100,0%
9077	15,871				15,871
	100,0%				100,0%
9078	47,313				47,313
	100,0%				100,0%
9419	47,65				47,65
	100,0%				100,0%
9422	0,871				0,871
	100,0%				100,0%
9613	24,387				24,387
	100,0%				100,0%
9617	21,718				21,718
	100,0%				100,0%

Как видно из табл. 3.2 распределение потоков к добывающим скважинам весьма неравномерное, что приводит к несбалансированности заводнения. Большинство нефтяных скважин «питается» из-за контура, прослеживается явная нехватка источников нагнетания воды в пласт.

Таблица «Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по фазам» представляет собой матрицу коэффициентов взаимовлияния скважин по потокам нефти и воды к добывающим скважинам.

В табл. 3.3 показаны потоки, приходящие к добывающим скважинам и их распределение между нагнетательными скважинами и из-за контура.

Таблица 3.3

Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по фазам

Нефтяные скважины	Из-за контура		От нагнетательных скважин						Всего	
			7087		7024		7006Б			
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
	м3/сут									
136Р	13,03	6,887	9,096	26,21					42,128	33,098
	30,9%	20,8%	69,1%	79,2%					100%	100%
7082Л			2,8937	60,315	11,251	6,2154			14,145	66,53
			20,5%	90,7%	79,5%	9,3%			100%	100%
7085			8,7137	7,0884	10,402	7,065			19,115	14,153
			45,6%	50,1%	54,4%	49,9%			100%	100%
9062	16,732	13,83	5,3298	2,5713			6,2244	4,0543	28,286	20,456
	59,2%	67,6%	18,8%	12,6%			22,0%	19,8%	100%	100%
9063			30,909	32,3	4,4362	4,2971	21,519	14,457	56,864	51,053
			54,4%	63,3%	7,8%	8,4%	37,8%	28,3%	100%	100%
9064			12,278	27,228	24,056	19,61			36,334	46,838
			33,8%	58,1%	66,2%	41,9%			100%	100%
9066			8,7182	7,0839					8,7182	7,0839
			100%	100%					100%	100%
9069	14,553	4,2469	21,703	9,901					36,256	14,148
	40,1%	30,0%	59,9%	70,0%					100%	100%
9106			53,048	49,667					53,048	49,667
			100%	100%					100%	100%
7047					8,3987	17,801			8,3987	17,801
					100%	100%			100%	100%
7084	3,4298	19,093			13,079	21,854			16,509	40,947
	20,8%	46,6%			79,2%	53,4%			100%	100%
9073	41,63	17,605			11,679	5,7871			53,309	23,392
	78,1%	75,3%			21,9%	24,7%			100%	100%
7002							2,7957	2,3437	2,7957	2,3437
							100%	100%	100%	100%
7005	0,0192	7,3765					6,9697	8,4484	6,9889	15,825
	0,3%	46,6%					99,7%	53,4%	100%	100%
9059	9,6615	8,2376					2,7836	2,3558	12,445	10,593
	77,6%	77,8%					22,4%	22,2%	100%	100%
9060							12,215	8,3421	12,215	8,3421
							100%	100%	100%	100%
136	13,243	88,969							13,243	88,969
	100%	100%							100%	100%
9065	10,335	7,7943							10,335	7,7943
	100%	100%							100%	100%
9068	9,8861	13,879							9,8861	13,879
	100%	100%							100%	100%

Продолжение табл. 3.3

Нефтяные скважины	Из-за контура		От нагнетательных скважин						Всего	
	нефть	вода	7087		7024		7006Б		нефть	вода
			нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода		
	м3/сут									
9070	12,066	10,495							12,066	10,495
	100%	100%							100%	100%
9071	7,0795	4,215							7,0795	4,215
	100%	100%							100%	100%
9072	18,859	7,3547							18,859	7,3547
	100%	100%							100%	100%
9074	13,255	9,4178							13,255	9,4178
	100%	100%							100%	100%
9075	22,747	13,89							22,747	13,89
	100%	100%							100%	100%
9076	59,496	22,859							59,496	22,859
	100%	100%							100%	100%
9077	9,385	6,4859							9,385	6,4859
	100%	100%							100%	100%
9078	18,59	28,723							18,59	28,723
	100%	100%							100%	100%
9419	12,773	34,877							12,773	34,877
	100%	100%							100%	100%
9422	0,4178	0,4532							0,4178	0,4532
	100%	100%							100%	100%
9613	6,0252	18,362							6,0252	18,362
	100%	100%							100%	100%
9617	7,6579	14,06							7,6579	14,06
	100%	100%							100%	100%
9624	13,222	18,875							13,222	18,875
	100%	100%							100%	100%

Как видно из табл. 3.3, соотношение потоков нефти и воды к добывающим скважинам весьма равномерное, что говорит о низкой обводненности продукции. Внимание привлекают скважины 7082Л и 136, где соотношение добываемой нефти и воды неравномерное. 14,145 м3/сут. нефти и 66,53 м3/сут. воды добывается скважиной 7082Л, причем на 90,7% на обводнение данной скважины влияет нагнетательная скважина 7087. 13,243 м3/сут. нефти и 88,969 м3/сут. воды добывается скважиной 136. Данная скважина «питается» только из-за контура.

3.4.1. Анализ эффективности нагнетательных скважин

Для анализа эффективности нагнетательных скважин необходимо перейти на закладку «Анализ эффективности нагнетательных скважин». В раскрываемом списке выбрать нагнетательную скважину, по которой выведется информация о потоках, идущих от нее к добывающим скважинам и за контур, а также коэффициент эффективности гидродинамически связанных с данной скважиной нагнетательных скважин по добыче нефти данной скважиной (табл. 3.4-3.6). В табл. 3.4 показано влияние скважины 7087 на гидродинамически связанные добывающие скважины.

Таблица 3.4

Влияние нагнетательной скважины 7087 на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%			
136Р	11,8%	26,21	29,10	55,31
7082Л	27,1%	60,31	2,89	63,21
7085	3,2%	7,09	8,71	15,80
9062	1,2%	2,57	5,33	7,90
9063	14,5%	32,30	30,91	63,21
9064	12,2%	27,23	12,28	39,51
9066	3,2%	7,08	8,72	15,80
9069	4,5%	9,90	21,70	31,60
9106	22,3%	49,67	53,05	102,71
Приток к скважинам	100%	222,37	172,69	395,05
За контур		0		
Всего	100%	222,37		
I _{eff}	77,66%			

Из табл. 3.4 следует, что нагнетательная скважина 7087 поддерживает нагнетанием 9 добывающих скважин. Причем больше половины закачиваемой воды (58,05%) идет на поддержание потоков флюидов к добывающим скважинам 7082Л, 9063 и 9106. 222,37 м3/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 172,69 м3/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти на 77,66 %.

В табл. 3.5 показано влияние скважины 7024 на гидродинамически связанные добывающие скважины.

Таблица 3.5

Влияние нагнетательной скважины 7024 на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%			
7082Л	1,8%	6,22	11,25	17,47
7085	2,0%	7,07	10,40	17,47
9063	1,2%	4,30	4,44	8,73
9064	5,5%	19,61	24,06	43,67
7047	5,0%	17,80	8,40	26,20
7084	6,2%	21,85	13,08	34,93
9073	1,6%	5,79	11,68	17,47
Приток к скважинам	23,38%	82,63	83,30	165,93
За контур	76,73%	270,73		
Всего	100%	353,36		
Ieff	23,57%			

Из табл. 3.5 следует, что нагнетательная скважина 7024 поддерживает нагнетанием 7 добывающих скважин. Причем почти половина закачиваемой воды (76,73%) идет за контур. 353,36 м3/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 83,3 м3/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти 23,57 %.

В табл. 3.6 показано влияние скважины 7006Б на гидродинамически связанные добывающие скважины.

Таблица 3.6

Влияние нагнетательной скважины 7006Б на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%			
7082Л	5,0%	4,05	6,22	10,28
7085	17,8%	14,46	21,52	35,98
7084	2,9%	2,34	2,80	5,14
9073	10,4%	8,45	6,97	15,42
7002	2,9%	2,36	2,78	5,14
7005	10,3%	8,34	12,22	20,56
Приток к скважинам	43,31%	40,00	52,51	92,51
За контур	50,69%	41,11		
Всего	100%	81,12		
Ieff	64,73%			

Из табл. 3.6 следует, что нагнетательная скважина 7006Б поддерживает нагнетанием 6 добывающих скважин. Причем больше половины закачиваемой воды (50,69%) идет за контур, 17,8% на поддержание потоков флюидов к добывающим скважинам 7085. 81,12 м³/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 52,51 м³/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти около 64,73 %.

Чтобы провести сравнительный анализ эффективности нагнетательных скважин, необходимо нажать кнопку «Провести анализ». В результате появится график, показывающий эффективность каждой из нагнетательных скважин. На рис. 3.22 приведена классификация нагнетательных скважин 7087, 7024, 7006Б по эффективности I_{eff} . Наиболее эффективные нагнетательные скважины обеспечивают наибольшую добычу нефти на 1 м³ закачанной воды. Наиболее неэффективные скважины при значительном объеме закачки обеспечивают небольшие дебиты нефти.

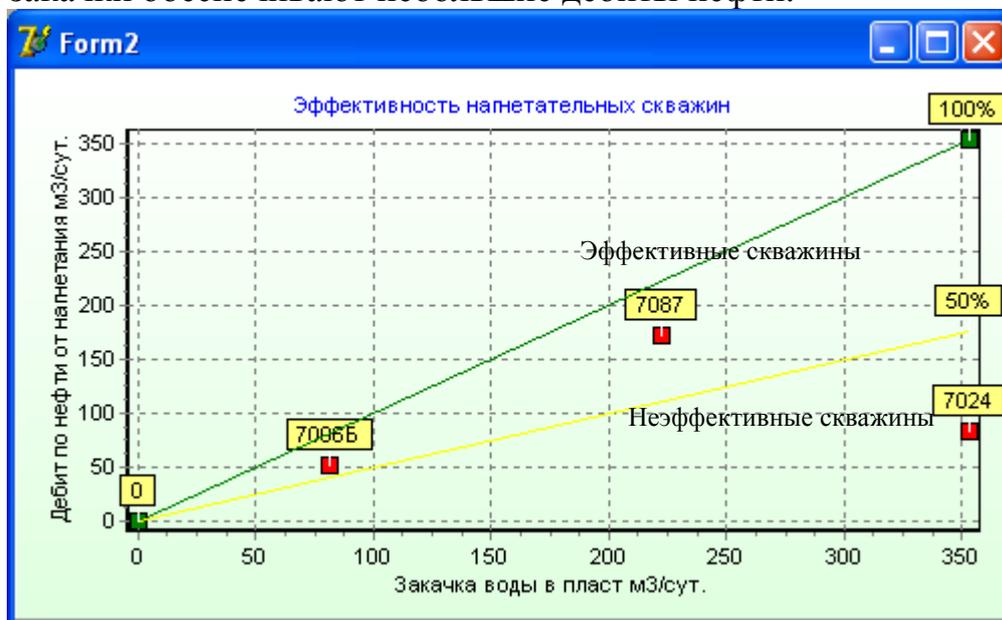


Рисунок 3.22. Классификация нагнетательных скважин по эффективности I_{eff} .

Как видно из рис. 3.22 наибольшей эффективностью по добыче нефти обладает скважина 7087 - 77%, наименьшей – скважина 7024- 23%. Для данной скважины может быть принято решение об остановке работы или об уменьшении объемов закачиваемого агента, и тем, самым, уменьшение затрат на увеличение пластовой энергии. У скважины 7087 можно повысить эффективность, также снизив объемы закачки, что, в свою очередь, проверяется моделированием на программном комплексе «Euclid» и «Monitoring».

3.4.2. Анализ эффективности добывающих скважин

Для анализа эффективности добывающих скважин нужно перейти на закладку «Анализ эффективности добывающих скважин». Выбрать из раскрывающегося списка скважину. В заполнившейся таблице оценить добычу нефти и обводненность продукции. Анализ эффективности нефтяной скважины 9066 показан в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающей скважине 9066 от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин

Источник потоков	Приток воды	Приток нефти	Поток к нефтяной скважине	Доля потока	I _{obv}	I _{eff}
	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%	%	%
7087	7,08	8,72	15,8	100%	44,83%	55,17%
7024	0	0	0	0%	0%	
7006Б	0	0	0	0%	0%	
Из-за контура	0	0	0	0%	0%	
Всего	7,08	8,72	15,8	100%	44,83%	7,08

Из табл. 3.7 следует, что добывающая скважина 9066 поддерживается одной нагнетательной скважиной. Приток 7,08 м³/сут. закачиваемой воды от скважины 7087 обеспечивает 8,72 м³/сут. дебита нефти. Это обеспечивает эффективность работы гидродинамически связанной с ней скважиной 7087 по добыче нефти добывающей скважиной 9066 на 55,17%.

Анализ эффективности нефтяной скважины 7082Л показан в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающей скважине 7082Л от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин

Источник потоков	Приток воды	Приток нефти	Поток к нефтяной скважине	Доля потока	I _{obv}	I _{eff}
	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%	%	%
7087	60,31	2,89	63,21	78%	95,42%	17,53%
7024	6,23	11,25	17,47	22%	36%	
7006Б	0	0	0	0%	0%	
Из-за контура	0	0	0	0%	0%	
Всего	66,54	14,14	80,68	100%	82,47%	

Из табл. 3.8 следует, что добывающая скважина 7082Л поддерживается 2 нагнетательными скважинами. Приток 66,54 м³/сут. закачиваемой воды от

скважин 7087 и 7024 обеспечивает 14,14 м³/сут. дебита нефти. Это обеспечивает эффективность работы по добыче нефти добывающей скважиной 7082Л гидродинамически связанных с ней скважин на 17,53%. Обводнение продукции данной скважины составляет 82,47%. Причем, продукция, обводненная на 95,42%, приходит от нагнетательной скважины 7087.

Анализ эффективности нефтяной скважины 9063 показан в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающей скважине 9063 от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин

Источник потоков	Приток воды	Приток нефти	Поток к нефтяной скважине	Доля потока	I _{обв}	I _{эфф}
	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%	%	%
7087	32,3	30,91	63,21	58,6%	51,10%	52,69%
7024	4,3	4,44	8,73	8,1%	49%	
7006Б	14,46	21,52	35,98	33,3%	40%	
Из-за контура	0	0	0	0%	0%	
Всего	51,06	56,87	107,92	100%	47,31%	

Из табл. 3.9 следует, что добывающая скважина 9063 поддерживается 3 нагнетательными скважинами. Приток 51,06 м³/сут. закачиваемой воды от скважин 7087 и 7024 обеспечивает 56,87 м³/сут. дебита нефти. Это обеспечивает эффективность работы по добыче нефти добывающей скважиной 9063 гидродинамически связанных с ней скважин на 52,69%. Обводнение продукции данной скважины составляет 47,31%. Причем, наиболее обводненная продукция приходит от нагнетательной скважины 7087, а наименее обводненная – от 7006Б.

Аналогично проводится анализ остальных добывающих скважин. В результате такого анализа были выявлены скважины, дающие минимальный дебит нефти: 7047 - 7,4 м³/сут., с обводненностью 67,94% и эффективностью по добыче нефти связанных нагнетательных скважин – 32,6%; 7002 – 2,8 м³/сут., с обводненностью 45,6% и эффективностью по добыче нефти связанных нагнетательных скважин – 54,4%; 7005 – 6,99 м³/сут., с обводненностью 69,37% и эффективностью по добыче нефти связанных нагнетательных скважин – 45,2%; 9071 – 7,08 м³/сут. с обводненностью 37,32% и скважина не зависит от нагнетания; 9077 – 9,39 м³/сут. с обводненностью 40,87% и скважина не зависит от нагнетания, 9422 – 0,42 м³/сут. с обводненностью 52,03% и скважина не зависит от нагнетания; 9613 – 6,03 м³/сут. с обводненностью 75,29% и скважина не зависит от нагнетания; 9617 – 7,66 м³/сут. с обводненностью 64,74% и скважина не зависит от

нагнетания. В итоге анализа нефтяных скважин выявлено 9 скважин - кандидатов на перевод под нагнетание.

Определение влияния нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин осуществляется при помощи графика «Влияние нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин» (рис. 3.23).

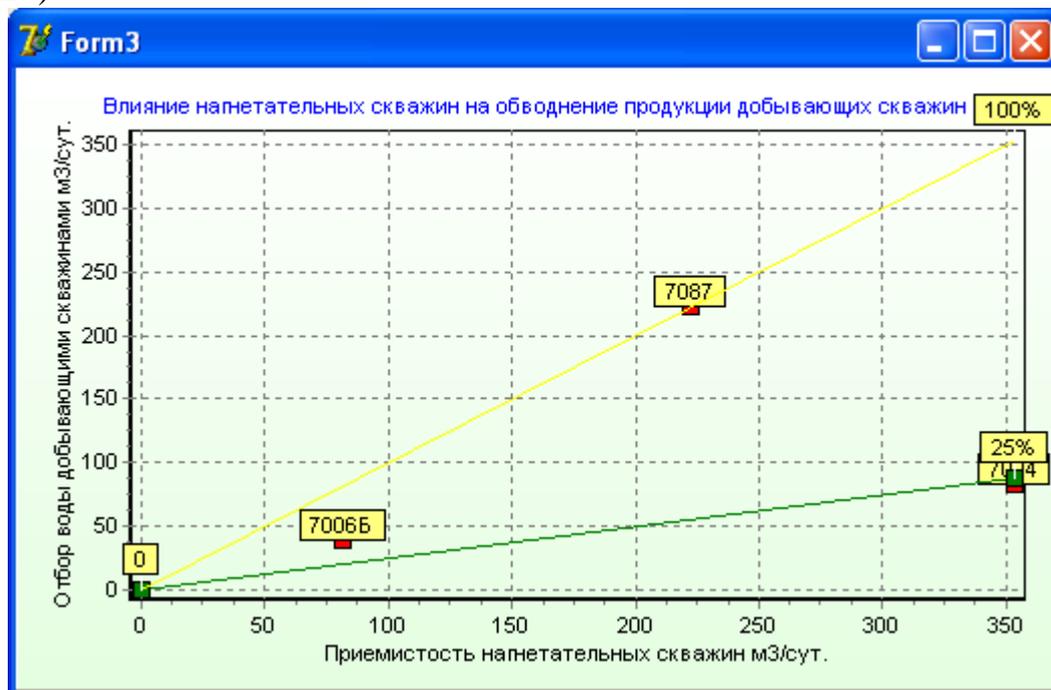


Рис. 3.23. График влияния нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин для Покачевского месторождения на 28.04.06

Как видно из графика, наибольшим влиянием на обводнение продукции скважин обладает нагнетательная скважина 7087, наименьшим – 7024.

3.4.3. Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой

Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой производится с помощью матрицы коэффициентов взаимовлияния скважин. Данные коэффициенты дают информацию об эффективных потоках, которые идут от нагнетательных скважин к добывающим и позволяют компенсировать отборы жидкости добывающими скважинами закачкой воды в нагнетательные.

Для карты линий тока, изображенной на рис. 3.24, приведем график эффективности компенсации отборов нефтяными скважинами закачкой в нагнетательные (рис. 3.25). На рис. 3.24 овалом выделены проблемные зоны – потоки к добывающим скважинам, не компенсирующиеся потоками от нагнетательных скважин.

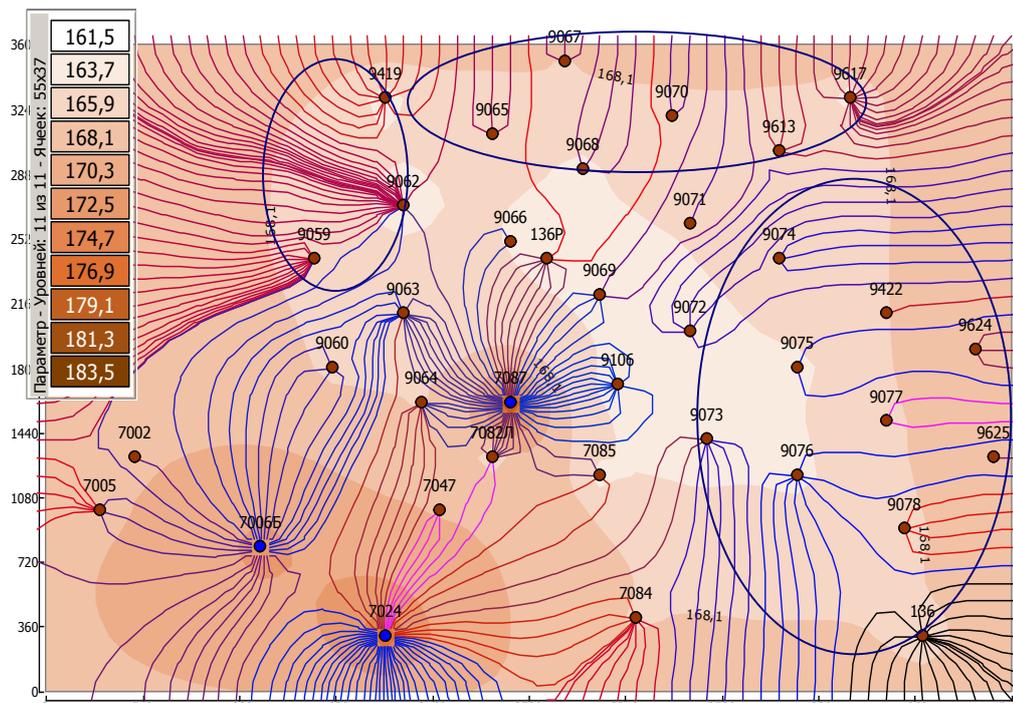


Рис. 3.24. Карта линий тока к нефтяным скважинам и классификация нефтяных скважин по компенсации отбора.



Рис. 3.25. График эффективности нефтяных скважин по компенсации отбора для карты линий тока рис. 3.29

На рис. 3.26 изображена карта линий тока, овалом выделены проблемные зоны – потоки от нагнетательных скважин, не компенсирующие потоки к добывающим скважинам. Для рис. 3.26 приведем график эффективности компенсации отборов нефтяными скважинами закачкой в нагнетательные (рис. 3.27).

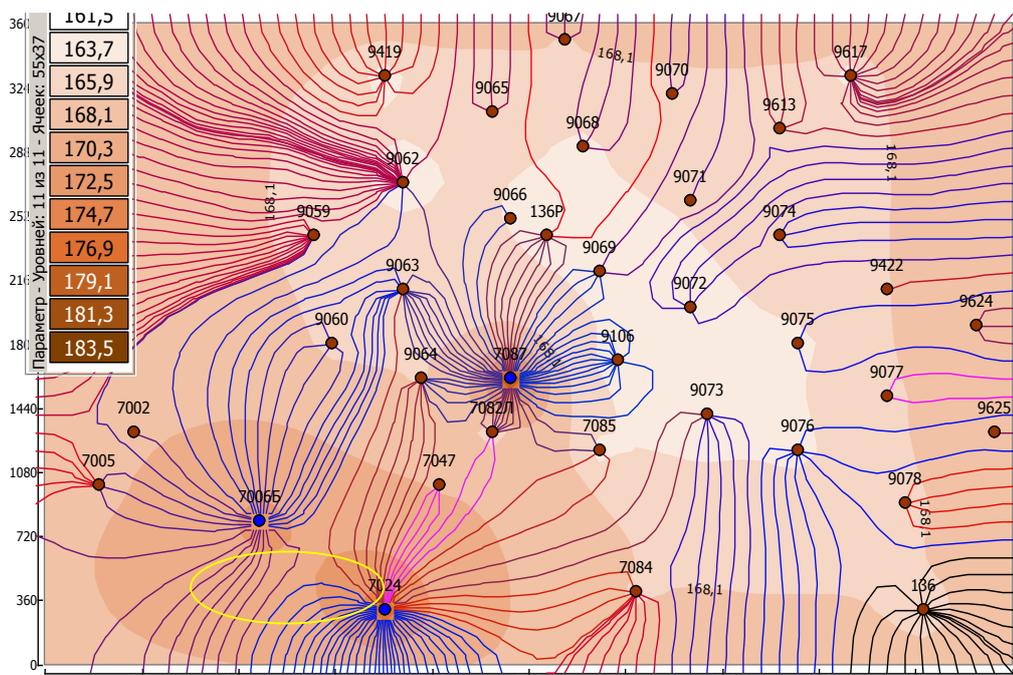


Рис. 3.26. Карта линий тока от нагнетательных скважин и классификация нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации

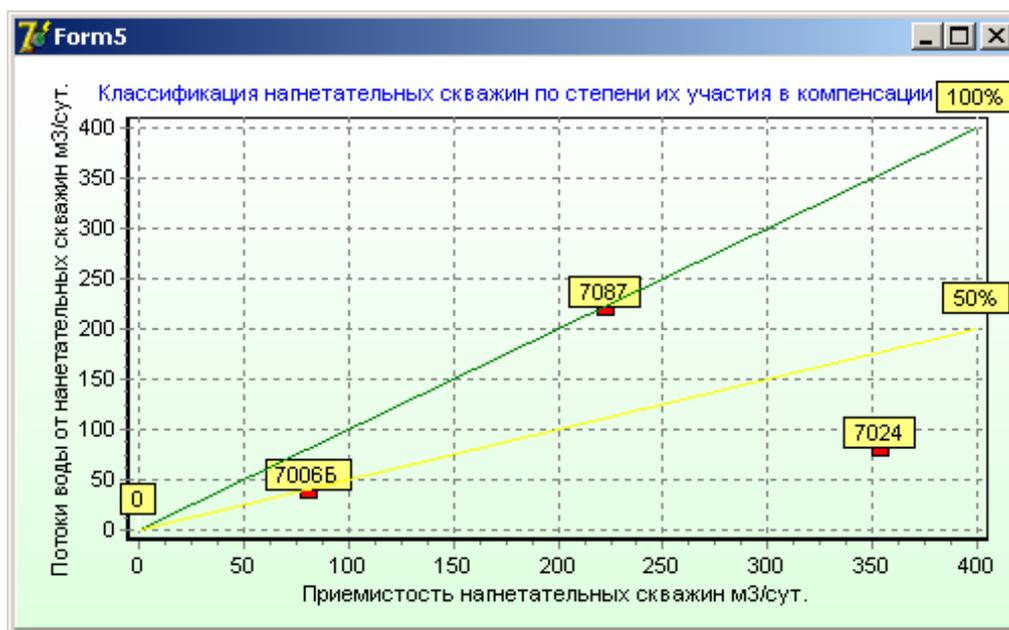


Рис. 3.27. График эффективности нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации

Из рис. 3.24 – 3.27 и распределения потоков в табл. 3.1 видно, что 76,6% и 50,3% от нагнетаемой воды в скважины 7024 и 7006Б идут за пределы контура ВНК. Только 23,4% от объема закачиваемой воды скважиной 7024 идет на поддержание пластового давления в районе добывающих скважин 7082Л, 7085, 9063, 9064, 7047, 7084, 9073. Скважины 9419, 9065, 9067, 9068, 9070, 9071, 9613, 9617, 9072, 9074, 9422, 9075, 9624, 9077, 9076, 9078, 9625, 136 не охвачены воздействием нагнетания.

3.4.4. Оценка эффективности системы разработки

Оценка эффективности данной системы разработки Покачевского месторождения на 28.04.06. дает в результате $Q_{\text{нефти}} = 642,59$ м³/сут., $Q_{\text{воды}} = 722,98$ м³/сут., $K_{\text{эфф}} = 88,88\%$.

Система разработки участка Покачевского месторождения, предлагаемая на 28.04.06, не оптимальна. Из фонда нагнетательных скважин 3 – 1 скважина не эффективна. Из фонда добывающих скважин 35 – 9 имеют низкие дебиты и 18 не охвачены заводнением. Соотношение добываемой нефти и воды составляет 88,88%. Кроме того, для принятия решения о переводе некоторых добывающих скважин под нагнетание необходимо выявить нефтенасыщенные зоны, не охваченные вытеснением. Для этого рассмотрим карту водонасыщенности для участка Покачевского месторождения на 28.04.06 (рис. 3.28). Заводнение, как видно из рис. 3.28, с длинными неравномерными связями. Как видно из рис. 3.28 и из табл. 3.2, для нескольких нефтяных скважин нарушены балансы в структуре потоков: скважины 9066 и 9106 на 100%, скважина 136Р на 73,5% поддержана нагнетанием в скважину 7078, скважины 7002 и 9060 на 100% поддержаны нагнетанием в скважину 7006Б. Такая несбалансированность потоков таит опасность прорыва воды от нагнетательных скважин и раннего обводнения продукции скважин, может привести к пониженному коэффициенту охвата вытеснением и недостижению проектного КИН. Необходимо провести балансировку заводнения.

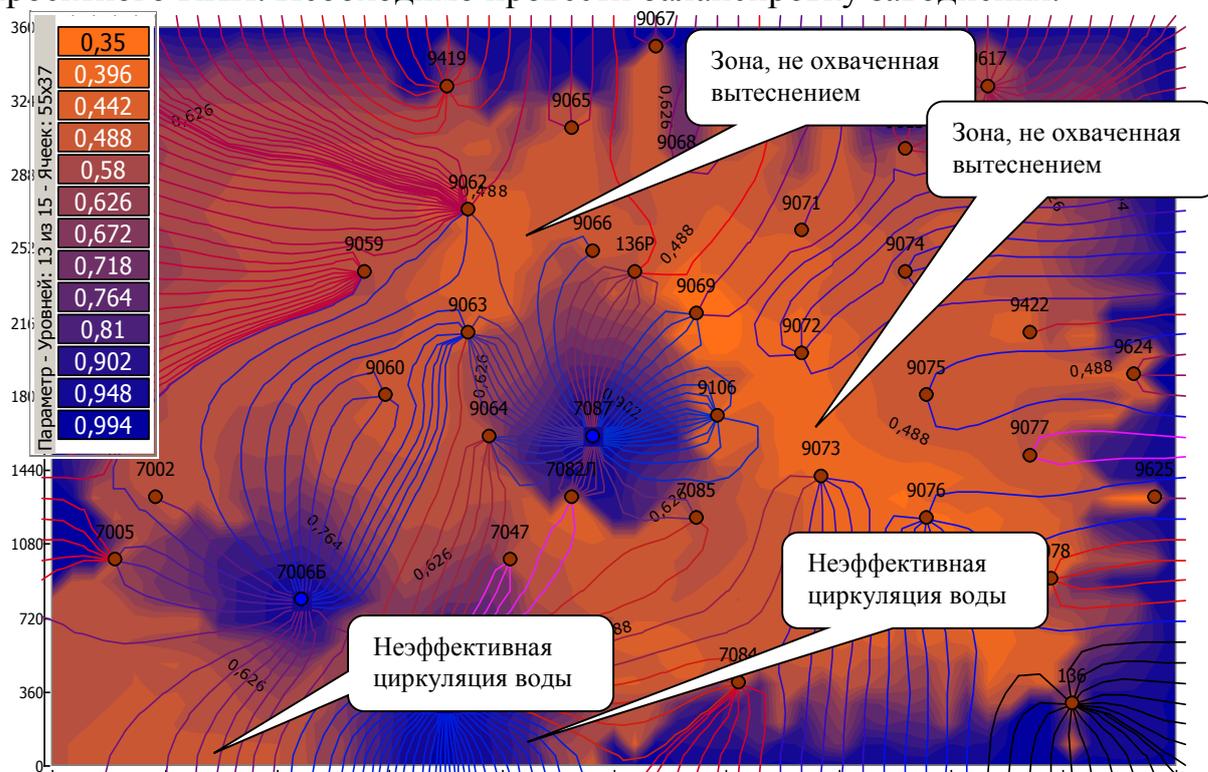


Рис. 3.28. Карта распределения потоков между скважинами при водонасыщенности на 28.04.06

Чтобы поддержать нагнетанием максимальное количество добывающих скважин и охватить вытеснением зоны, еще не охваченные вытеснением,

принимается решение перевести под нагнетание скважины 9066, 9071 и 9077 из попадающих в категорию скважин с низкими дебитами. Для уменьшения неэффективной циркуляции воды принимается решение снизить нагнетание в скважины 7006Б и 7024.

3.5. Повышение эффективности системы разработки Покачевского месторождения на 28.04.06

Для повышения эффективности системы разработки принято решение снизить объемы закачки с 5500 м³/сут. до 2500 в период с 28.03.06 по 28.04.06 для скважины 7006Б, и с 15262 до 5500 м³/сут. с 28.03.06 по 28.04.06 для скважины 7024. А также, для сбалансированности системы, принято решение снизить объемы закачки для скважины 7087 с 9000 до 7000 м³/сут. в период с 28.03.06 по 28.04.06. Для скважины 9066 принимается объем закачки с 28.03.06 по 28.04.06 равным 11000 м³/сут. в пласт АВ1, и 6000 м³/сут. в пласт АВ2. Для скважины 9071 принимается объем закачки с 28.03.06 по 28.04.06, равным 7000 м³/сут. Для скважины 9077 принимается объем закачки с 28.03.06 по 28.04.06, равным 7500 м³/сут.

Далее следует построение модели с принятыми изменениями на «Euclid». Получим новые «кубы» давления и водонасыщенности на 28.04.06 с визуализированными линиями тока для улучшенной системы разработки (рис. 3.29-3.30). На рис. 3.29 представлен «куб» водонасыщенности. На рис. 3.30 показан «куб» распределения давления.

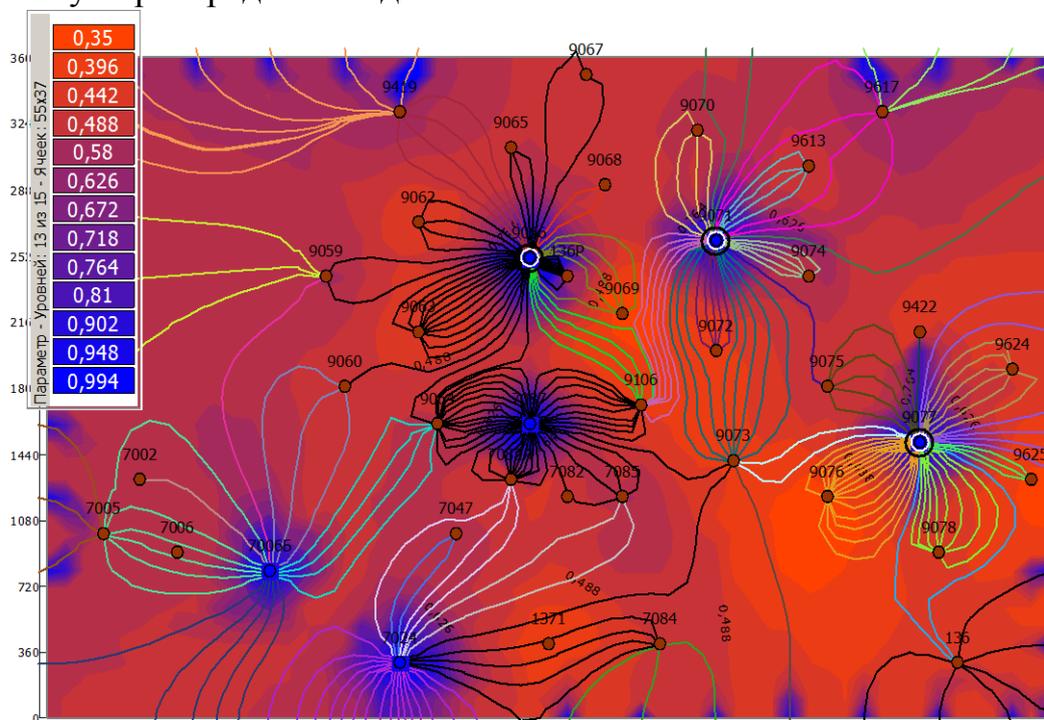


Рис. 3.29. «Куб» водонасыщенности на 28.06.06 модели участка Покачевского месторождения с визуализированными линиями тока

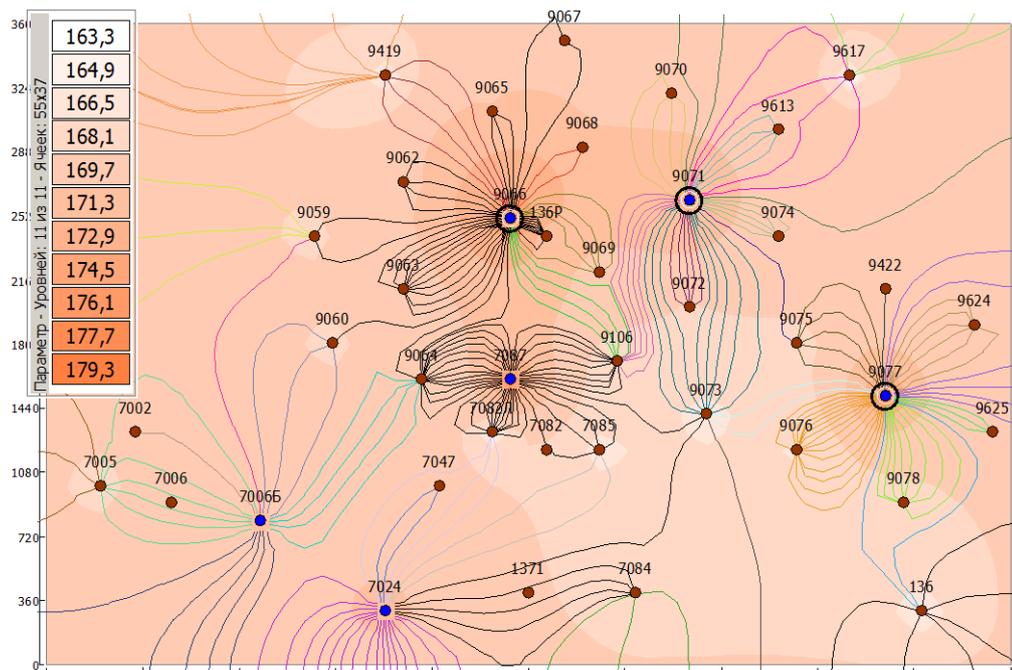


Рис. 3.30. «Куб» давления на 28.04.06 модели участка Покачевского месторождения с визуализированными линиями тока для улучшенной системы разработки

На рис. 3.29 и 3.30 можно увидеть, что целенаправленное изменение режимов работы нагнетательных скважин позволяет от несбалансированной модели с длинными перекрестными связями (до проведения мероприятий) перейти к сбалансированной модели со сближением и упорядочением связей (после проведения мероприятий). Изменения в потоках системы разработки с применением мероприятий показаны в табл. 3.10 - 3.17. Влияние нагнетательных скважин на добывающие показано в табл. 3.10.

Таблица 3.10
Влияние нагнетательных скважин на добывающие

К неф- тяным скваж.	Нагнетательные скважины											
	9077		9071		9066		7087		7024		7006Б	
	м3/сут											
За контур	30,2	31%	15,1	18%					80,3	78%	14,0	43%
136	3,1	3%										
9073	2,6	3%	11,4	14%			1,6	2%	1,6	2%		
9075	9,8	10%	2,0	2%								
9076	20,1	20%										
9078	13,1	13%										
9422	4,1	4%										
9624	10,9	11%										
9625	4,2	4%										
9070			8,7	11%								
9072			7,3	9%								
9074			11,3	14%								

Продолжение табл. 3.10

К неф- тяным скваж.	Нагнетательные скважины											
	9077		9071		9066		7087		7024		7006Б	
	м3/сут											
За контур	30,2	31%	15,1	18%					80,3	78%	14,0	43%
9617			12,1	15%								
9106			6,8	8%	10,3	5%	14,5	17%				
9613			8,0	10%								
136Р					92,9	41%						
9059					8,9	4%					1,3	4%
9060					3,5	2%					3,4	11%
9062					12,6	6%						
9063					34,1	15%						
9064					7,7	3%	27,8	31,7%			4,8	15%
9065					12,8	6%		0%				
9067					7,2	3%						
9068					7,9	3%						
9069					12,5	5%						
9419					18,5	8%						
7082Л							35,0	40%	6,1	6%		
7085							8,9	10%	4,2	4%		
7047								0%	4,5	4%		
7084									6,7	7%		
7002											1,3	4%
7005											7,5	23%
Всего	98,2	100%	82,7	100%	229	100%	88	100%	103,4	100%	32,3	100%

Как видно из табл. 3.10, скважина 7087 поддерживает нагнетанием 5 добывающих скважин: 9073, 7082Л, 7085, 9064, и 9106. Причем, в большей степени она поддерживает нагнетанием скважину 7082Л. Весь поток от данной скважины распределяется между добывающими скважинами.

Скважина 9077 поддерживает нагнетанием 8 скважин, но 30% нагнетаемой воды идет за контур. В большей степени данная скважина поддерживает нагнетанием нефтяную скважину 9076. скважина 9071 практически равномерными потоками поддерживает 8 скважин, за контур уходит 18,3%. Скважина 9066 поддерживает нагнетанием 12 скважин, причем большая часть потока идет к скважинам 136Р и 9063. 77,6% закачиваемой воды в скважину 7024 уходит за контур. Данная скважина практически в равной степени поддерживает нагнетанием 5 скважин. Скважина 7006Б также поддерживает нагнетанием 5 скважин, но в большей степени поддерживает нефтяную скважину 7005.

Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по жидкости показана в табл. 3.11.

Таблица 3.11

Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по жидкости

Нефтяные скважины	Из-за контура	От нагнетательных скважин						Всего
		9077	9071	9066	7087	7024	7006Б	
м3/сут								
136	92,132	10,081						102,21
	90,1%	9,9%						100,0%
9073	16,224	10,081	40,343		5,0365	5,0171		76,701
	21,2%	13,1%	52,6%		6,6%	6,5%		100,0%
9075		25,202	5,0428					30,244
		83,3%	16,7%					100,0%
9076		75,605						75,605
		100,0%						100,0%
9078		40,323						40,323
		100,0%						100,0%
9422		5,0403						5,0403
		100,0%						100,0%
9624		30,242						30,242
		100,0%						100,0%
9625		15,121						15,121
		100,0%						100,0%
9070			20,171					20,171
			100,0%					100,0%
9072			25,214					25,214
			100,0%					100,0%
9074			25,214					25,214
			100,0%					100,0%
9106			25,214	38,21	45,329			108,75
			23,2%	35,1%	41,7%			100,0%
9613			20,171					20,171
			100,0%					100,0%
9617	1,5467		20,171					21,718
	7,1%		92,9%					100,0%
136P				95,526				95,526
				100,0%				100,0%
9059	1,1238			19,105			2,8096	23,039
	4,9%			82,9%			12,2%	100,0%
9060				9,5526			8,4287	17,981
				53,1%			46,9%	100,0%
9062				38,21				38,21
				100,0%				100,0%
9063				105,08				105,08
				100,0%				100,0%
9064				19,105	65,475		11,238	95,818
				19,9%	68,3%		11,7%	100,0%
9065				28,658				28,658
				100,0%				100,0%
9067				19,105				19,105
				100,0%				100,0%

Продолжение табл. 3.11

Нефтяные скважины	Из-за контура	От нагнетательных скважин						Всего
		9077	9071	9066	7087	7024	7006Б	
м3/сут.								
9068				19,105				19,105
				100,0%				100,0%
9069				47,763				47,763
				100,0%				100,0%
9419	17,026			38,21				55,236
	30,8%			69,2%				100,0%
7082Л					55,402	15,051		70,453
					78,6%	21,4%		100,0%
7085					20,146	10,034		30,18
					66,8%	33,2%		100,0%
7047						10,034		10,034
						100,0%		100,0%
7084	37,387					20,068		57,456
	65,1%					34,9%		100,0%
7002							2,8096	2,8096
							100,0%	100,0%
7005	5,9563						16,857	22,814
	26,1%						73,9%	100,0%

Как видно из табл. 3.11 в абсолютно большей степени скважины поддерживаются нагнетанием в нагнетательные скважины. В некоторых случаях удалось решить проблему несбалансированного заводнения. Например, скважина 9075, которая полностью поддерживалась потоками воды из-за контура, теперь 83.3% поддерживается нагнетанием в скважину 9077 и 16,7 – в скважину 9071. Скважина 9106 на 100% поддерживалась скважиной 7087, теперь поддерживается практически в равной степени потоками от скважин 9066, 7087, 9071.

Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по фазам показана в табл. 3.12.

Таблица 3.12
Зависимость добывающих скважин от нагнетательных по фазам

Нефтяные скважины	Фаза	Из-за контура	От нагнетательных скважин						Всего
			9077	9071	9066	7087	7024	7006Б	
м3/сут									
136	Нефть	22,075	8,123						102,41
		21,58%	7,93%						
	Вода	70,245	1,958						100%
		68,58%	1,91%						

Продолжение табл. 3.12

9073	Нефть	6,729	5,489	21,784		3,430	3,420		76,701
		8,77%	7,16%	28,40%		4,47%	4,46%		
	Вода	9,495	4,592	18,559		1,606	1,597		100%
		12,38%	5,99%	24,19%		2,09%	2,08%		
9075	Нефть		17,239	3,479					30,245
			57,00%	11,50%					
	Вода		7,963	1,564					100%
			26,33%	5,17%					
9076	Нефть		39,554						75,605
			52,32%						
	Вода		36,051						100%
			47,68%						
9078	Нефть		23,128						40,323
			57,36%						
	Вода		17,195						100%
			42,64%						
9422	Нефть		4,433						5,040
			87,96%						
	Вода		0,607						100%
			12,04%						
9624	Нефть		18,529						30,242
			61,27%						
	Вода		11,713						100%
			38,73%						
9625	Нефть		9,432						15,121
			62,38%						
	Вода		5,689						100%
			37,62%						
9070	Нефть			16,953					20,171
				84,05%					
	Вода			3,218					100%
				15,95%					
9072	Нефть			14,782					25,214
				58,63%					
	Вода			10,432					100%
				41,37%					
9074	Нефть			18,782					25,214
				74,49%					
	Вода			6,432					100%
				25,51%					

Продолжение табл. 3.12

9106	Нефть			11,527	29,463	30,782			108,753
				10,60%	27,09%	28,30%			
	Вода			13,687	8,747	14,547			100%
				12,59%	8,04%	13,38%			
9613	Нефть			13,123					20,171
				65,06%					
	Вода			7,048					100%
				34,94%					
9617	Нефть	0,987		14,888					21,718
		4,54%		68,55%					
	Вода	0,560		5,283					100%
		2,58%		24,33%					
136P	Нефть				2,599				95,525
					2,72%				
	Вода				92,926				100%
					97,28%				
9059	Нефть	1,023			14,777			1,503	23,038
		4,44%			64,14%			6,52%	
	Вода	0,101			4,328			1,306	100%
		0,44%			18,79%			5,67%	
9060	Нефть				5,831			5,032	17,982
					32,43%			27,98%	
	Вода				3,722			3,397	100%
					20,70%			18,89%	
9062	Нефть				27,848				38,210
					72,88%				
	Вода				10,362				100%
					27,12%				
9063	Нефть				70,941				105,080
					67,51%				
	Вода				34,139				100%
					32,49%				
9064	Нефть				12,482	37,632		6,444	95,818
					13,03%	39,27%		6,73%	
	Вода				6,623	27,843		4,794	100%
					6,91%	29,06%		5,00%	
9065	Нефть				15,233				28,658
					53,15%				
	Вода				13,425				100%
					46,85%				

Продолжение табл. 3.12

9067	Нефть				15,767				19,105
					82,53%				
	Вода				3,338				100%
					17,47%				
9068	Нефть				13,111				19,105
					68,63%				
	Вода				5,994				100%
					31,37%				
9069	Нефть				27,129				47,763
					56,80%				
	Вода				20,634				100%
					43,20%				
9419	Нефть	9,478			29,456				55,236
		17,16%			53,33%				
	Вода	7,548			8,754				100%
		13,67%			15,85%				
7082Л	Нефть				20,356	8,943			70,450
					28,89%	12,69%			
	Вода				35,038	6,113			100%
					49,73%	8,68%			
7085	Нефть				11,221	5,795			30,190
					37,17%	19,20%			
	Вода				8,935	4,239			100%
					29,60%	14,04%			
7047	Нефть					5,573			10,034
						55,54%			
	Вода					4,461			100%
						44,43%			
7084	Нефть	25,782				13,344			57,455
		44,87%				23,23%			
	Вода	11,605				6,724			100%
		20,20%				11,70%			
7002	Нефть						1,511		2,809
							53,79%		
	Вода						1,298		100%
							46,21%		
7005	Нефть	3,789					9,394		22,822
		16,64%					41,16%		
	Вода	2,167					7,463		100%
		9,50%					32,70%		

Как видно из табл. 3.12 у подавляющего большинства скважин приток нефти больше притока воды, что говорит о низкой обводненности продукции. Скважина 7082Л добывает 29,3 м³/сут. нефти и 41,1 м³/сут. воды, что говорит о значительном снижении обводненности данной скважины по сравнению с системой разработки без проведения мероприятий. Также на 85,1% на обводнение данной скважины влияет нагнетательная скважина 7087. 2,6 м³/сут. нефти и 92,9 м³/сут. воды добывается скважиной 136Р. Данная скважина «питается» только из-за контура. Обводненность данной скважины резко увеличилась, т.к. теперь она зависит только от скважины 9066. В то же время, обводненность продукции скважины 136 снизилась.

3.5.1. Анализ эффективности нагнетательных скважин для системы разработки с проведением мероприятий

Влияние нагнетательных скважин 7087, 7024 и 7006Б на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам представлены в табл. 3.13-3.15.

Таблица 3.13

Влияние нагнетательной скважины 7087 на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%	м ³ /сут.		
9073	1,8%	1,60	3,43	5,04
9106	16,5%	14,55	30,78	45,33
9064	31,7%	27,84	37,63	65,47
7082Л	39,8%	35,04	20,36	55,40
7085	10,1%	8,92	11,22	20,15
Приток к скважинам	100,0%	87,96	103,43	191,39
За контур	0%	0,00		
Всего	100,0%	87,96		
I _{eff}	117,6%			

Из табл. 3.13 следует, что нагнетательная скважина 7087 поддерживает нагнетанием 5 добывающих скважин. Причем больше половины закачиваемой воды (86,84%) идет на поддержание потоков флюидов к добывающим скважинам 7082Л, 9064 и 9106. 87,96 м³/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 103,43 м³/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти на 117,6 %. После проведения мероприятий эффективность данной скважины возросла.

Таблица 3.14

Влияние нагнетательной скважины 7024 на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%	м3/сут		
9073	1,5%	1,60	3,42	5,02
7082Л	5,9%	6,11	8,94	15,05
7085	4,1%	4,23	5,80	10,03
7047	4,3%	4,47	5,57	10,03
7084	6,5%	6,73	13,34	20,07
Приток к скважинам	22,4%	23,14	37,07	60,21
За контур	77,6%	80,27		
Всего	100,0%	103,41		
I _{eff}	35,84%			

Из табл. 3.14 следует, что нагнетательная скважина 7024 поддерживает нагнетанием 5 добывающих скважин. 103,41 м3/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 37,07 м3/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти около 35,84%. Как видно из табл. 3.14 эффективность данной скважины по добыче нефти увеличилась. В то же время, в данную скважину были снижены объемы закачки, что сократило затраты на энергию.

Таблица 3.15

Влияние нагнетательной скважины 7006Б на притоки жидкости, воды и нефти к гидродинамически связанным нефтяным скважинам

Нефтяная скважина	Доля потока	Приток воды	Приток нефти	Приток жидкости
	%	м3/сут		
9059	4,0%	1,31	1,50	2,81
9060	10,5%	3,40	5,03	8,43
9064	14,9%	4,80	6,44	11,24
7002	4,0%	1,30	1,51	2,81
7005	23,1%	7,47	9,39	16,86
Приток к скважинам	56,5%	18,27	23,87	42,14
За контур	43,5%	14,05		
Всего	100,0%	32,32		
I _{eff}	73,86%			

Из табл. 3.15 следует, что нагнетательная скважина 7006Б поддерживает нагнетанием 5 добывающих скважин. Причем больше половины закачиваемой воды (56,53%) идет за контур. На поддержание потоков флюидов к

добывающей скважине 7005 идет 23,1% закачиваемой воды. 32,32 м³/сут. закачиваемой воды обеспечивает приблизительно 23,87 м³/сут. дебита нефти в гидродинамически связанных добывающих скважинах. Это обеспечивает эффективность работы данной нагнетательной скважины по поддержке добычи нефти около 73,86 %.

Аналогично проводится анализ эффективности других нагнетательных скважин. Проведем сравнительный анализ эффективности нагнетательных скважин. На рис. 3.31 приведена классификация нагнетательных скважин 7087, 7024, 7006Б по эффективности I_{eff} .



Рис. 3.31 Анализ эффективности нагнетательных скважин после проведения мероприятий

Переведенные под нагнетание скважины 9066, 9077, 9071 имеют эффективность по добыче нефти выше 100%. Эффективность скважины 7087 повысилась с 77,66% до 117,6%; скважины 7024 - с 23,57% до 35,84%; скважины 7006Б – с 64,73% до 73,86%.

3.5.2. Анализ эффективности добывающих скважин

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающим скважинам 7082Л и 9063 от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин, а также обводнение потоков, идущих к данной добывающей скважине и коэффициент эффективности нагнетательных скважин, гидродинамически связанных с данной добывающей скважиной по добыче нефти данной скважиной приведены в табл. 3.16-3.17.

Таблица 3.16

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающей скважине 7082Л от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин

Источник потоков	Приток воды	Приток нефти	Поток к нефтяной скваж.	Доля потока	I _{обв}	I _{эфф}
	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%	%	%
9077						41,59
9071						
9066						
7087	35,04	20,36	55,4	87,6%	63,24%	
7024	6,11	8,94	15,05	21,4%	40,61%	
7006Б						
Из-за контура	0	0	0	0%	0%	
Всего	41,15	29,3	70,45	100%	58,41%	

Из табл. 3.16 следует, что добывающая скважина 7082Л поддерживается 2 нагнетательными скважинами. Приток 41,15 м³/сут. закачиваемой воды от скважин 7087 и 7024 обеспечивает 29,3 м³/сут. дебита нефти. Это обеспечивает эффективность работы по добыче нефти добывающей скважиной 7082Л гидродинамически связанных с ней скважин на 41,59%. Обводнение продукции данной скважины составляет 58,41%. Причем, продукция, обводненная на 63,24%, приходит от нагнетательной скважины 7087. Как видно из табл. 3.16, приток воды к данной скважине уменьшился, в то время, как дебит нефти увеличился, эффективность работы по добыче нефти скважиной 7082Л гидродинамически связанных с ней скважин увеличилась на 24,06%. Обводненность продукции данной скважины уменьшилась также на 24,06%.

Таблица 3.17

Зависимость притоков жидкости, нефти и воды к добывающей скважине 9063 от потоков гидродинамически связанных нагнетательных скважин

Источник потоков	Приток воды	Приток нефти	Поток к нефтяной скважине	Доля потока	I _{обв}	I _{эфф}
	м ³ /сут	м ³ /сут	м ³ /сут	%	%	%
9077						67,52%
9071						
9066	34,13	70,94	105,08	100%	32,48%	
7087						
7024						
7006Б						
Из-за контура	0	0	0	0%	0%	
Всего	34,13	70,94	105,08	100%	32,48%	

Из табл. 3.17 следует, что добывающая скважина 9063 поддерживается 1 нагнетательной скважиной 9066. Приток 34,13 м³/сут. закачиваемой воды от скважин 9066 обеспечивает 70,94 м³/сут. дебита нефти. Это обеспечивает эффективность работы по добыче нефти добывающей скважиной 9063 гидродинамически связанных с ней скважин на 67,52%. Обводнение продукции данной скважины составляет 32,48%. Как видно из табл. 3.17 приток воды к данной скважине уменьшился, в то время как дебит нефти увеличился, эффективность работы по добыче нефти скважиной 9063 гидродинамически связанных с ней скважин увеличилась на 14,83%. Обводненность продукции данной скважины уменьшилась также на 14,83%.

Из 9 скважин, имеющих низкий дебит до проведения мероприятий, после проведения мероприятий осталось среди них 4 скважины: 7047, 7002, 9422, 9617. Резко упал объем добычи скважины 136Р, ее продукция обводнилась до 97,24%. У 32% фонда скважин незначительно снизился дебит по нефти после проведения мероприятий, в то время как у 53% скважин дебит вырос в значительной степени, у 14% скважин дебит по нефти остался примерно на том же уровне. У 27% добывающих скважин незначительно снизилась эффективность гидродинамически связанных с ними нагнетательных скважин по добыче нефти данными добывающими скважинами, в то время как у 73% - значительно возросла. Для скважин, которые до проведения мероприятий не зависели от нагнетания, только у 1 скважины после проведения мероприятий эффективность гидродинамически связанных с ней нагнетательных скважин по добыче нефти данной добывающей скважиной оказалась ниже 50%, у всех остальных скважин, которые стали поддерживаться нагнетанием в связанные нагнетательные скважины, эффективность этих нагнетательных скважин возросла в значительной степени.

Анализ влияния нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин проводится при помощи рис. 3.32

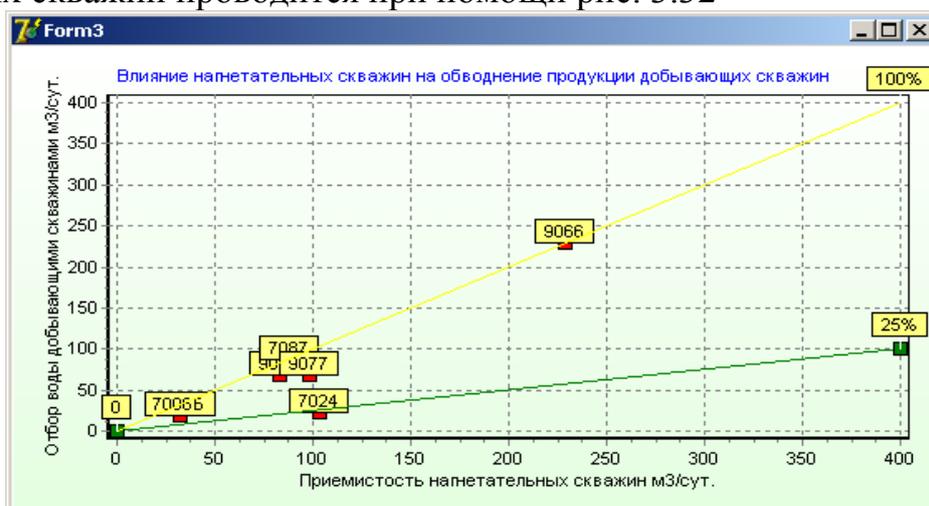


Рис. 3.32 График «Влияние нагнетательных скважин на обводнение продукции добывающих скважин» после проведения мероприятий

Как видно из графика, влияние нагнетательных скважин 7024 и 7087 на обводнение продукции добывающих скважин не изменилось. Скважина 7087 все так же очень сильно влияет на обводнение гидродинамически связанных добывающих скважин, скважина 7024 – незначительно влияет. Влияние скважины 7006Б незначительно снизилось после проведения мероприятий. Влияние переведенных под нагнетание добывающих скважин оценивается как: для 9066 -100%, 9071- около75%, 9077 – около 60%.

3.5.3. Расчет участия каждой из нагнетательных и добывающих скважин в компенсации отбора закачкой

Для карт линий тока, изображенных на рис. 3.33 приведем график эффективности компенсации отборов нефтяными скважинами закачкой в нагнетательные (рис. 3.34). На рис. 3.33 сравнивается распределение линий тока до и после проведения мероприятий, овалом выделены проблемные зоны до проведения мероприятий.

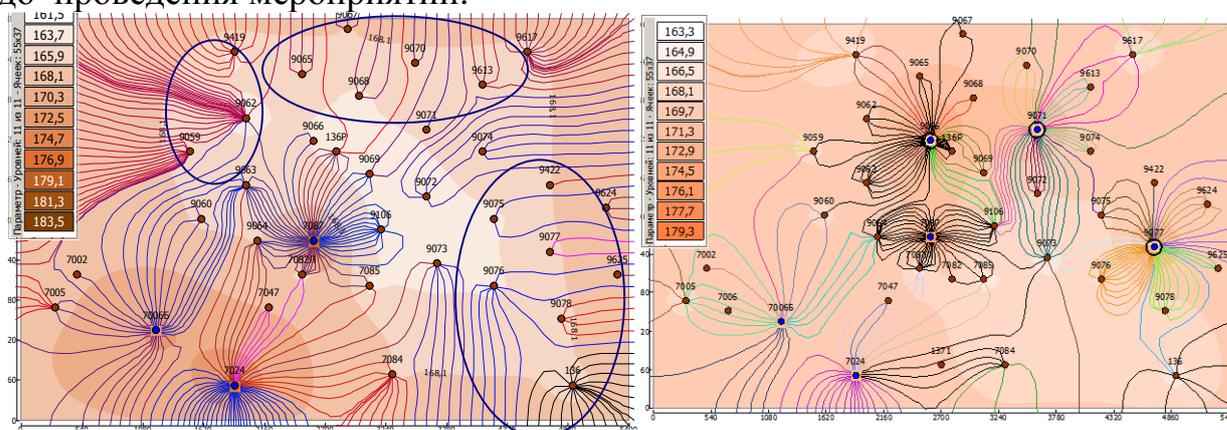


Рис. 3.33. Сравнение карты линий тока к нефтяным скважинам и классификации нефтяных скважин по компенсации отбора до и после проведения мероприятий

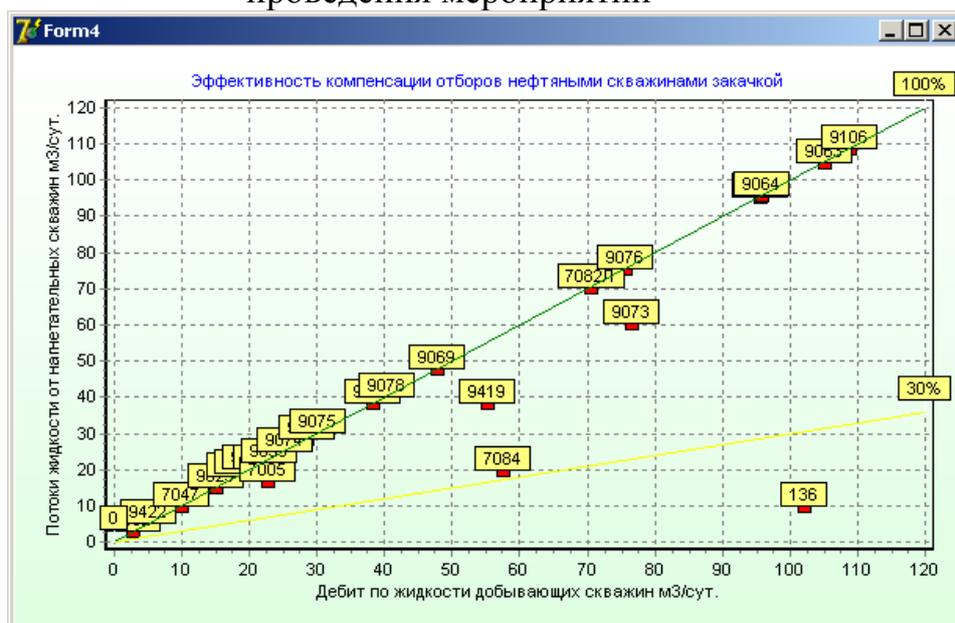


Рис. 3.34. График эффективности нефтяных скважин по компенсации отбора для карты линий тока рис. 3.33

Как видно из графика, практически для всех добывающих скважин отборы компенсируются закачкой в связанные нагнетательные скважины. Для скважин 7084, 9419, 9073 и 136 компенсация отборов недостаточна. По сравнению с графиком компенсации отборов закачкой без проведения мероприятий, видно, что эффективность компенсации отборов повысилась в значительной степени. Из рис. 3.38 видно, что проблемные зоны, не охваченные компенсацией отборов закачкой до проведения мероприятий, после проведения мероприятий практически в полной мере охвачены.

На рис. 3.35 сравнивается распределение линий тока до и после проведения мероприятий, овалом выделены проблемные зоны до проведения мероприятий. На рис. 3.36 приведен график – классификация нагнетательных скважин по степени участия их в компенсации.

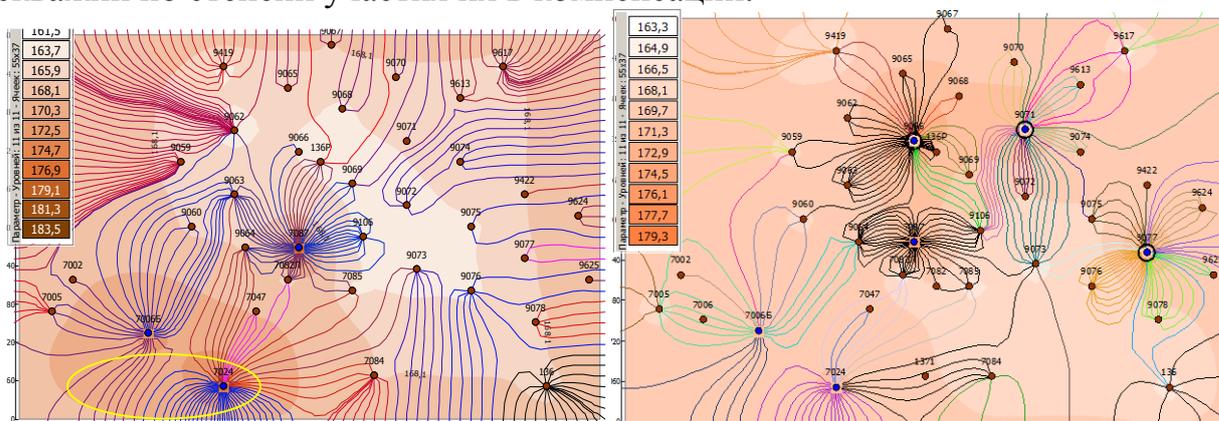


Рис. 3.35. Сравнение карты линий тока от нагнетательных скважин и классификация нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации до и после проведения мероприятий

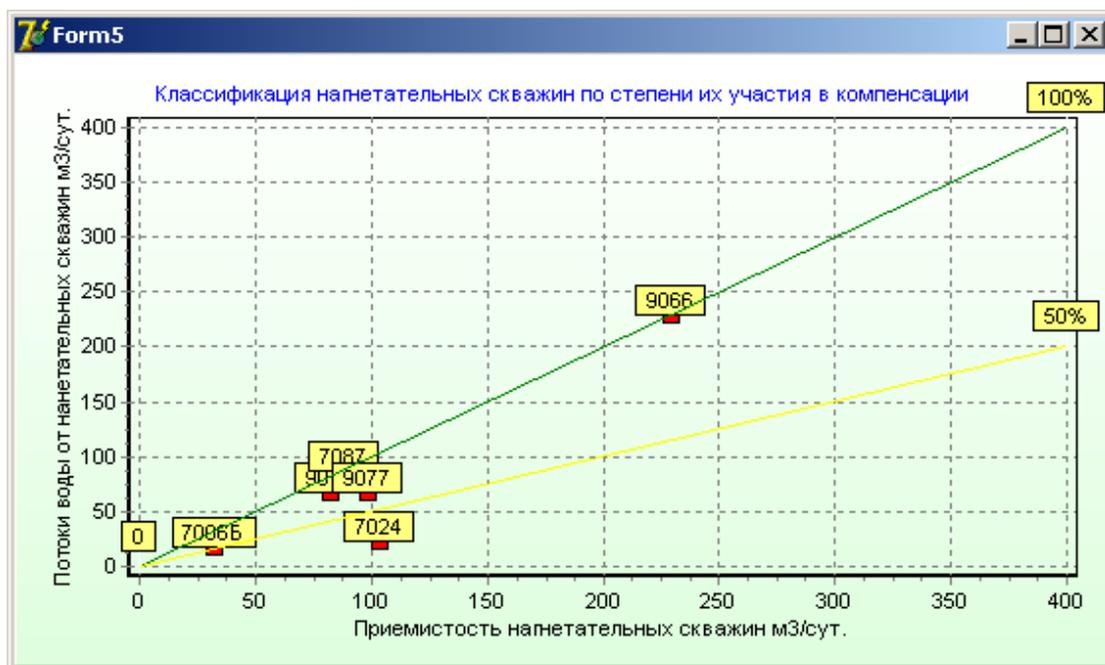


Рис. 3.36. График эффективности нагнетательных скважин по степени их участия в компенсации после проведения мероприятий

Из рис. 3.35 – 3.36 и распределения потоков в табл. 3.10 видно, что 77,6% и 43,46% от нагнетаемой воды в скважины 7024 и 7006Б идут за пределы контура ВНК. Только 23,4% от объема закачиваемой воды скважиной 7024 идет на поддержание пластового давления в районе добывающих скважин 7082Л, 7085, 7047, 7084, 9073. это обеспечивает эффективность по компенсации отборов закачкой около 25%. 56,54% закачиваемой воды в скважину 7006Б идет на поддержание потоков к добывающим скважинам 9059, 9060, 9064, 7002, 7005. Это обеспечивает данной скважине эффективность по компенсации отборов закачкой около 50%. 100% потока от нагнетательных скважин 9066 и 7087 идет на поддержание добывающих скважин. Это обеспечивает данным скважинам эффективность по компенсации отборов закачкой 100%. 30,79% и 18,28% от нагнетательных скважин 9077 и 9071 идет за контур. 60,21% закачиваемой воды в скважину 9077 идет на поддержание потока к добывающим скважинам. Это обеспечивает данной скважине эффективность по компенсации отборов закачкой около 65%. 81,72% закачиваемой воды в скважину 9071 идет на поддержание потока к добывающим скважинам. Это обеспечивает данной скважине эффективность по компенсации отборов закачкой около 80%.

Оценка эффективности данной системы разработки Покачевского месторождения на 28.04.06. после проведения мероприятий по переводу добывающих скважин 9066, 9071 и 9077 под нагнетание дает в результате $Q_{\text{нефти}} - 755,04 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{\text{воды}} - 560,95 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $K_{\text{эфф}} = 138,17\%$.

На рис. 3.37 показана динамика изменения добычи нефти до и после проведения мероприятий.

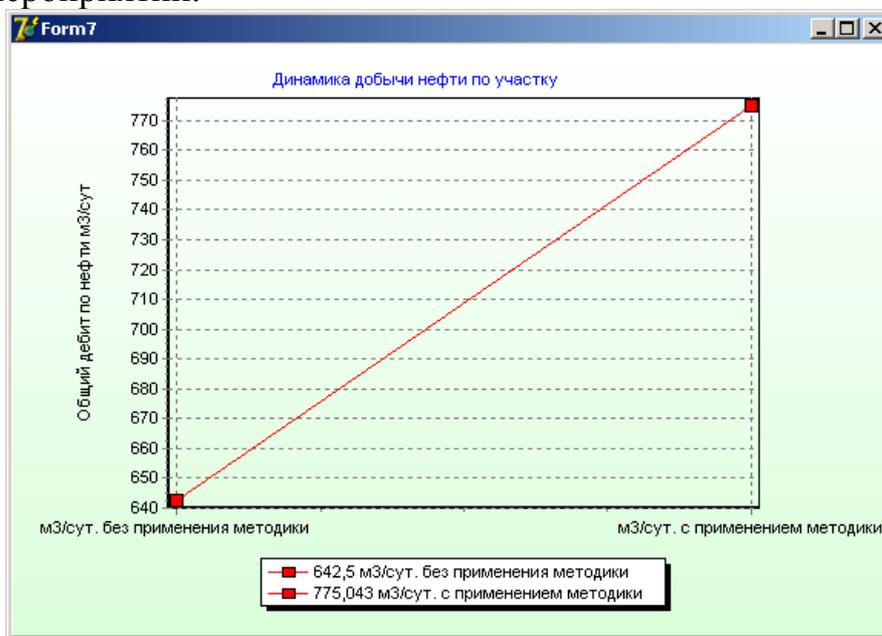


Рис 3.37. Динамика добычи нефти по участку до и после применения мероприятий

Как видно из рис. 3.37, эффективность системы разработки участка Покачевского месторождения после проведения мероприятий на 28.04.06 возросла на 49,29% с 642,5 м³/сут. до 775,043 м³/сут. Из фонда

нагнетательных скважин 6 – 1 скважина имеет низкую эффективность (но повышенную по сравнению с системой разработки до проведения мероприятий). Переведенные под нагнетание скважины имеют высокую эффективность – 100%, 80%, 65%. Из фонда добывающих скважин 32 – 4 имеют низкие дебиты, что в 2,5 раза меньше, чем до проведения мероприятий, и у 4 не достаточная компенсация отборов закачкой, в то время как без проведения мероприятий 19 скважин были не охвачены заводнением. Соотношение добываемой нефти и воды составляет 138,17%.

3.5.4. Результаты проведения мероприятий по оптимизации системы заводнения участка Покачевского месторождения

После проведения мероприятий и балансирования системы разработки в целом, видно, что нефтенасыщенные зоны, не охваченные вытеснением, после проведения мероприятий охватились вытеснением, перераспределились потоки между скважинами. Рассмотрим рис. 3.38. Заводнение на карте линий тока слева с длинными неравномерными связями. На рис. 3.38 справа связи между скважинами стали более короткими и сгруппированными. Несбалансированность в структуре потоков нефтяных скважин была уменьшена: скважина 9106 на 100% поддерживалась нагнетанием в скважину 7078, скважина 9060 на 100% - нагнетанием в скважину 7006Б до проведения мероприятий. После перевода некоторых добывающих скважин под нагнетание скважина 9106 равномерно поддерживается нагнетанием в скважины 9071, 9066, 7087, скважина 9060 равномерно поддерживается потоками в скважины 9066 и 7006Б. Также в результате проведения мероприятий на 97% обводнилась продукция скважины 136Р.

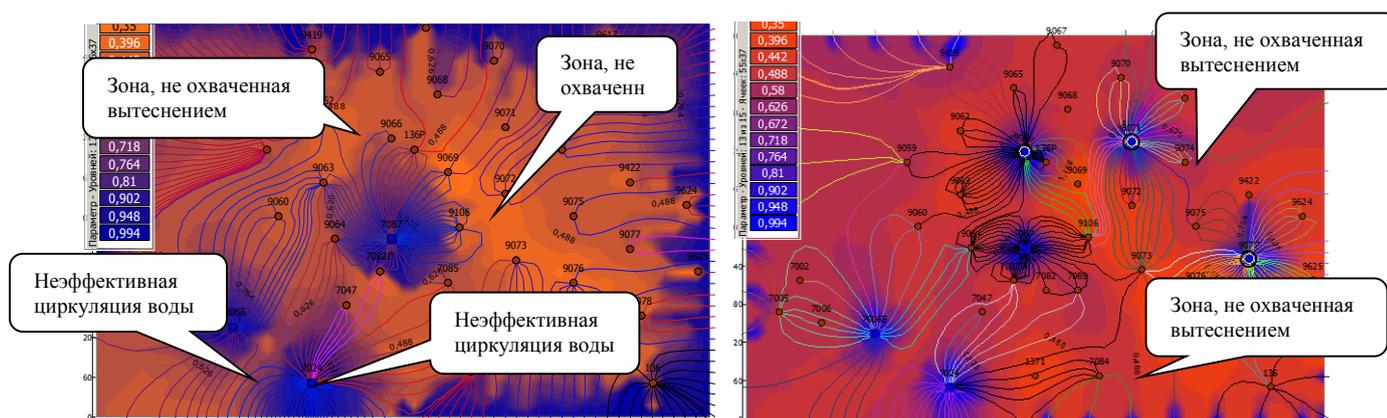


Рис. 3.38. Сравнение систем заводнения до и после проведения мероприятий

Для новой системы разработки также появились зоны, не охваченные вытеснением. Для данной системы разработки можно предложить введение новых нагнетательных скважин из бурения в нефтенасыщенные зоны, не охваченные вытеснением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривается один из этапов моделирования месторождений – анализ реализуемой системы разработки.

На основе метода линий тока была построена гидродинамическая модель участка Покачевского месторождения на 28.04.06, а также создан программный продукт, применяемый для задач мониторинга разработки месторождений с заводнением.

С помощью данного программного продукта был проведен анализ системы разработки участка Покачевского месторождения, использующий уникальные возможности метода линий тока по оценке эффективности скважин.

В результате проведенных исследований, на основе построенных таблиц и графиков были сделаны следующие выводы. Применяемая на участке Покачевского месторождения система разработки не оптимальна, продукция скважин обводнена, многие добывающие скважины не охвачены заводнением, некоторые нагнетательные скважины неэффективны, существует нерациональная циркуляция воды. А также было установлено, что данная система разработки несбалансированна.

На основании сделанных выводов о не оптимальности работы отдельных нагнетательных и добывающих скважин и применяемой системы разработки в целом было принято решение о переводе некоторых неэффективных добывающих скважин под нагнетание, и снижение объемов закачки в неэффективные нагнетательные скважины.

После сравнения систем разработки без применения мероприятий по оптимизации текущей системы разработки и с применением данных мероприятий было установлено, что выбор и перевод под нагнетание некоторых неэффективных добывающих скважин и снижение закачки в определенные неэффективные нагнетательные скважины позволяет оптимизировать систему разработки и значительно поднять ее эффективность. Перевод под нагнетание неэффективных добывающих скважин и уменьшение закачки в неэффективные нагнетательные скважины позволяет от несбалансированной системы заводнения перейти к более сбалансированной, охватить вытеснением не охваченные до этого зоны, уменьшить нерациональную циркуляцию воды от нагнетательных скважин, увеличить долю извлекаемой нефти и уменьшить обводнение продукции скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Борисов Ю. П., Рябина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М: Недра, 1976. 285с.
2. Ковалев В. С., Житомирский В. М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения.- М: Недра, 1976. 247с.
3. Костюченко С. В., Зимин С. В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока // Нефтяное хозяйство 1. 2005. с.56-60.
4. Aziz, K. and Settari, A. Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, Essex, England, 1979.
5. Bear, J. Dynamics of Fluids in Porous Media, American Elsevier, New York 1972.
6. Blunt M.J. and Rubin R. //Implicit Flux Limiting Schemes for Petroleum Reservoir Simulation, Journal of Computational Physics, Sept. 1992, 102, No. 1, 194-210.
7. Blunt, M.J., Lui, K., Thiele, M.R. //A Generalized Streamline Method to Predict Reservoir Flow, Petroleum Geoscience, 1996, 2, 259-269.
8. Bommer, M.P. and Schechter, R.S. //Mathematical Modeling of In-Situ Uranium Leaching, Society of Petroleum Engineers Journal. December 1979. 19, 393-400.
9. Bratvedt, F., Bratvedt, K., Buchholz, F., Gimse, T., Holden, H., Holden, L., and Risebro, N. //Frontline and Frontsim: Two Full Scale, Two-Phase, Black Oil Reservoir Simulators Based on Front Tracking, Surv. Math. Ind. 1993. No. 3, 185-215.
10. Bratvedt, F., Bratvedt, K., Buchholz, C.F., Holden, L., Holden, H., and Risebro, N.H.//A New Front-Tracking Method for Reservoir Simulation, SPE Reservoir Engineering. February 1992. 7, 107-116.
11. Bratvedt, F., Gimse, T., Tegnander, C. //Streamline Computations for Porous Media Flow Including Gravity, Transport In Porous Media. October 1996. 25, No. 1, 63-78.
12. Buckley, S.E. and Leverett, M.C. //Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME. 1941. 249, 107-116.
13. Colella, P., Concus, P., Sethian, J. //Some Numerical Methods for Discontinuous Flows in Porous Media, The Mathematics of Reservoir Simulation. 1983. 161-186.
14. Datta-Gupta, A. and King, M.J. //A Semi analytic Approach to Tracer Flow Modeling in Heterogeneous Permeable Media, Advances in Water Resources. 1995. 18, 9-24.
15. Datta-Gupta A., Lake, L.W., Pope, G.A., and King, M.J. //A Type-Curve Approach to Analyzing Two-Well Tracer Tests, SPE Formation Evaluation. March 1995. 10, 40-48.

16. Emanuel, A.S., Alameda, G.K., Behrens, R.A., and Hewett, T.A. //Reservoir Performance Prediction Methods Based on Fractal Geostatistics, SPE Reservoir Engineering. August 1989. 4, 311-318.
17. Fay, C.H. and Prats. M. //The Application of Numerical Methods to Cycling and Flooding Problems, Proceedings of the 3rd World Petroleum Congress. 1951.
18. Fayers, F.J., and Sheldon, J.W. //The Effect of Capillary Pressure and Gravity on Two-Phase Fluid Flow in a Porous Medium, Trans., AIME. 1959. 216, 147-155.
19. Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies. R.O.Baker, F.Kuppe, S.Chugh, R.Bora, S.Stojanovic, R.Batycky, SPE 66405.
20. Glimm, J., Isaacson, E., Marchesin, D., McBryan, O. //Front Tracking for Hyperbolic Systems, Advances in Applied Mathematics. 1981. 2, 91-119.
21. Glimm, J., Lindquist, B., McBryan O., Padmanabhan, L. //A Front Tracking Reservoir Simulator, Five-Spot Validation Studies and the Water Coning Problem, The Mathematics of Reservoir Simulation. 1983. 107-136.
22. Goode, D.J. /Particle Velocity Interpolation in Block-Centered Finite Difference Groundwater Flow Models, Water Resources Research. May 1990. 26, No. 5, 925-940.
23. Hewett, T. and Yamada, T. //Theory of the Semi-Analytical Calculation of Oil Recovery and Effective Relative Permeabilities Using Streamtubes, Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF) Annual Report, Stanford U. 1995.
24. Hewett, T.A. and Behrens, R.A. //Conditional Simulation of Reservoir Heterogeneity With Fractals, SPE Formation Evaluation.September 1990. 8, 217-225.
25. Hewett, T.A. and Behrens, R.A. //Considerations Affecting the Scaling of Displacements in Heterogeneous Permeability Distributions, SPE Formation Evaluation. December 1993. 5, 258-266.
26. Higgins R.V. and Leighton, A.J.//A Computer Method to Calculate Two-Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium, Journal of Petroleum Technology. June 1962. 14, 679-683.
27. Higgins R.V. and Leighton, A.J. //Computer Prediction of Water Drive of Oil and Gas Mixtures Through Irregularly Bounded Pororus Media, Three-Phase Flow, Journal of Petroleum Technology. September 1962. 14, 1048-1054.
28. King, M.J., Blunt, M.J., Mansfield, M., and Christie, M.A. //Rapid Evaluation of the Impact of Heterogeneity on Miscible Gas Injection, paper SPE 26079 in proceedings of the 1993 Western Regional Meeting, Anchorage, AK, May 26-28.
29. Kincaid, D.R., Respass, J.R., Young, D.M., and Grimes, R.G. //ITPACK 2C: A Fortran Package for Solving Large Sparse Linear Systems by Adaptive Accelerated Iterative Methods. 1995.
30. Kocberber, S., and Miller, M. //Front-Tracking of Three-Dimensional Piston-Like Displacements in Porous Media, paper SPE 15598 in proceedings of the 1986 , New Orleans, LA, October.

31. Lake, L.W., Johnston, J.R., and Stegemeier, G.L.//Simulation and Performance Prediction of a Large-Scale Surfactant/Polymer Project, Society of Petroleum Engineers Journal, December 1981, 21, 731-739.
32. Lake, W.L. Enhanced Oil Recovery, first edition, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
33. Lantz, R.B.//Quantitative Evaluation of Numerical Diffusion, SPE. September 1971. 315-319.
34. Martin, J.C. and Wegner, R.E. //Numerical Solution of Multiphase, Two-Dimensional Incompressible Flow Using Stream tube Relationships, Society of Petroleum Engineers Journal. October 1979. 19, 313-323.
35. Martin, J.C., Woo, P.T., and Wegner, R.E. //Failure of Stream Tube Methods To Predict Waterflood Performance of an Isolated Inverted Five-Spot at Favorable Mobility Ratios, Journal of Petroleum Technology. February 1973. 25, 151-153.
36. Matanga, G. //Stream Functions in Three-Dimensional Groundwater Flow, Water Resources Research. September 1993. 29, No. 9, 3125-3133.
37. Mathews, J.L., Emanuel, A.S., and Edwards, K.A. //Fractal Methods Improve Miscible Predictions, Journal of Petroleum Technology .November 1989. 41, 1136-1189.
38. Peaceman, D.W. //Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability, SPE. June 1983. 531-543.
39. Pollock, D.W.//Semi analytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models, Ground Water. November-December 1988. 26, No. 6, 743-750.
40. R. P. Batycky. //Three-dimensional two-phase field scale streamline simulator, a dissertation submitted to the department of petroleum engineering and the committee on graduate studies, 1997, 6-27, 77-85.
41. Shafer, J.M.//Reverse Path line Calculation of Time-Related Capture Zones in Nonuniform Flow, Ground Water. May-June 1987. 25, No. 3, 283-289.
42. Streamsim Technologies: 3DSL User Manual – Version 2.20, San Francisco – Calgary, July 2004.
43. Stueben, K. //Algebraic Multigrid (AMG): Experiences and Comparisons, Appl. Math. Comp, 13, Proceedings of the International Multigrid Conference. 1983. 419-452.
44. Schlumberger GeoQuest: Frontsim Reference Manual - 2002A Release, Schlumberger, Houston, 2003.
45. Thiele M.R. Streamline Simulation, in proceedings of the 6th International Forum on Reservoir Simulation September 3rd-7th, 2001, Schloss Fuschl, Austria.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Исходный код программы «Monitoring»

```
unit Unit1;

interface

uses
    Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics,
    Controls, Forms,
    ActiveX, Math, Dialogs, StdCtrls, XmlFlowsReader, Grids,
    CheckLst, unit2,
    ComCtrls, ExtCtrls, Unit3, Unit4, Unit5, Unit7;

type
    TForm1 = class(TForm)
        Button2: TButton;
        Pagecontrol1: TPageControl;
        TabSheet1: TTabSheet;
        TabSheet2: TTabSheet;
        TabSheet3: TTabSheet;
        StringGrid1: TStringGrid;
        StringGrid2: TStringGrid;
        StringGrid3: TStringGrid;
        Label2: TLabel;
        Label3: TLabel;
        TabSheet4: TTabSheet;
        StringGrid4: TStringGrid;
        ComboBox1: TComboBox;
        Button3: TButton;
        TabSheet5: TTabSheet;
        StringGrid5: TStringGrid;
        ComboBox2: TComboBox;
        Button4: TButton;
        Button5: TButton;
        Label6: TLabel;
        Label7: TLabel;
        RadioButton3: TRadioButton;
        RadioButton1: TRadioButton;
        Label8: TLabel;
        Label9: TLabel;
        Label10: TLabel;
        Button6: TButton;
        Button9: TButton;
        Label11: TLabel;
        Edit1: TEdit;
        Label13: TLabel;
        Button1: TButton;
        OpenFileDialog1: TOpenDialog;
        Label14: TLabel;
        Label15: TLabel;
        Label16: TLabel;
    end;
end;
```

```

Label17: TLabel;
Label18: TLabel;
Button7: TButton;
procedure Button2Click(Sender: TObject);
procedure ComboBox1Change(Sender: TObject);
procedure Button3Click(Sender: TObject);
procedure ComboBox2Change(Sender: TObject);
procedure Button4Click(Sender: TObject);
procedure Button5Click(Sender: TObject);
procedure RadioButton3Click(Sender: TObject);
procedure RadioButton1Click(Sender: TObject);
procedure Button6Click(Sender: TObject);
procedure Button9Click(Sender: TObject);
procedure Button1Click(Sender: TObject);
procedure Button7Click(Sender: TObject);
private
  { Private declarations }
public
  { Public declarations }
end;

var
  reader: TXmlFlowsReader;
  t: Integer;
  wells: TStringList;
  flow,rate,roil,rwat: Single;
  date: array[0..1] of string;
  Form1: TForm1;
  n,i,k,r:integer;
  max: real;
  WAF: array of array of real;
  wname :array of string;
  cumfl, cumwat, cumoil, count, koef,Ieff,countoil,
Kovbcum : array of real;
  countfl,Obvcount, Kovb, Obvtotal : array of real;
implementation

{$R *.dfm}

procedure TForm1.Button2Click(Sender: TObject);
begin

  StringGrid1.Cells[0,0]:='Íáðòÿíàÿ ñêâàæèà';
  for t:=0 to wells.count-1 do
  begin
    cumfl[t]:=0;
    for i:=0 to n-1 do
    begin
      flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],

```

```

wells[t], Water);
    rate := reader.WellWaterInjectionRate(wells[t]);
    if not IsNan(flow) then
    cumfl[t]:=cumfl[t]+flow;
    WAF[i,t]:= flow*100/rate;
    StringGrid1.Cells[t+1,0]:=wells[t];
    if not IsNan(WAF[i,t]) then
    begin

StringGrid1.Cells[t+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow)+' /
'+FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
        end;
        StringGrid1.Cells[0,i+1]:=wname[i];
        end;
        count[t]:=rate-cumfl[t];
        koef[t]:=count[t]*100/rate;

StringGrid1.Cells[t+1,n+1]:=FormatFloat('0.##',count[t])+' /
'+FormatFloat('0.##',koef[t])+'%';
        StringGrid1.Cells[t+1,n+2]:=FormatFloat('0.##',rate)+' /
' + '100%';
        end;
        StringGrid1.Cells[0,n+1]:='çà êîíòóð';
        StringGrid1.Cells[0,n+2]:='Ãñãâî';

        for i:=0 to n-1 do
        begin
        Cumfl[i]:=0;
            for t:=0 to wells.count-1 do
            begin
            WAF[i,t]:=0;
            flow := reader.InjectorToProducerTotalFlow(wname[i],
wells[t]);
            rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
            if not IsNan(flow) then
            cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
            WAF[i,t]:= flow*100/rate;
            if not IsNan(WAF[i,t]) then

StringGrid2.Cells[t+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow)+' /
'+FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
                StringGrid2.Cells[0,0]:='Íáòòÿíàÿ ñêââæèà';
                StringGrid2.Cells[t+1,0]:=wells[t];
                end;
                count[i]:=rate-cumfl[i];
                koef[i]:=count[i]*100/rate;
                if count[i]<>0 then

StringGrid2.Cells[wells.Count+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',count[i
])+ ' / '+FormatFloat('0.##',koef[i])+'%';
                //
StringGrid2.Cells[wells.Count+1,5]:=FormatFloat('0.##',count[3])

```

```

+' / '+FormatFloat('0.##',koef[3])+'%';

StringGrid2.Cells[wells.Count+2,i+1]:=FormatFloat('0.##',rate)+'
/ '+'100%';
    StringGrid2.Cells[0,i+1]:=wname[i];
    StringGrid2.Cells[wells.Count+1,0]:='èç-çà êííòóðà';
    StringGrid2.Cells[wells.Count+2,0]:='Ãñããî';
end;

RadioButton3.Checked:=true;
begin
    for i:=0 to n-1 do
    begin
        cumfl[i]:=0;
        for t:=0 to wells.count-1 do
        begin
            flow
reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i], wells[t], Water);
            rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
            roil := reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
            rwat := rate-roil;
            if not IsNan(flow) then
                cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
                WAF[i,t]:= flow*100/rwat;
                StringGrid3.Cells[0,0]:='íáôòÿíàÿ ñêââæèíà';
                StringGrid3.Cells[t+1,0]:=wells[t];
                if not IsNan(WAF[i,t]) then
StringGrid3.Cells[t+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow)+' /
'+FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
                    end;

            count[i]:=rwat-cumfl[i];
            koef[i]:=count[i]*100/rwat;
            if count[i]<>0 then

StringGrid3.Cells[wells.Count+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',count[i
])+ ' / '+FormatFloat('0.##',koef[i])+'%';

StringGrid3.Cells[wells.Count+2,i+1]:=FormatFloat('0.##',rwat)+'
/ 100%';
                StringGrid3.Cells[0,i+1]:=wname[i];
                StringGrid3.Cells[wells.Count+1,0]:='èç-çà êííòóðà';
                StringGrid3.Cells[wells.Count+2,0]:='Ãñããî';
            end;
        end;
    end;

procedure TForm1.ComboBox1Change(Sender: TObject);
begin
    StringGrid4.Cells[3,0]:='Ïðèòîé íáðè';
    StringGrid4.Cells[2,0]:='Ïðèòîé âîâ';

```

```

StringGrid4.Cells[4,0]:='İðèòîê æèâêîñè';
StringGrid4.Cells[1,0]:='Ăîëÿ îîòîêà âîăû';
StringGrid4.Cells[0,0]:='Íáôòÿíàÿ ñêââæèíà';
StringGrid4.Cells[0,n+1]:='İðèòîê ê ñêââæèíà';
StringGrid4.Cells[0,n+2]:='Çà êîíóóð';
StringGrid4.Cells[0,n+3]:='Ăñăâî';
// StringGrid4.Cells[4,n+1]:='100%';
StringGrid4.Cells[0,n+4]:='Ieff';

for t:=0 to wells.count-1 do
begin

cumfl[t]:=0;
cumwat[t]:=0;
cumoil[t]:=0;
    for i:=0 to n-1 do
    if ComboBox1.ItemIndex=t then
    begin
        WAF[i,t]:=0;
        flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Water);
        rate := reader.WellWaterInjectionRate(wells[t]);
        StringGrid4.Cells[0,i+1]:=wname[i];

        if not IsNan(flow) then
        begin
            StringGrid4.Cells[2,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
            cumwat[t]:=cumwat[t]+flow;
        end
        else
            StringGrid4.Cells[2,i+1]:='0';

        flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Oil);
        if not IsNan(flow) then
        begin
            StringGrid4.Cells[3,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
            cumoil[t]:=cumoil[t]+flow;
            Ieff[t]:=cumoil[t]*100/rate;
        end
        else
            StringGrid4.Cells[3,i+1]:='0';

        flow := reader.InjectorToProducerTotalFlow(wname[i],
wells[t]);
        if not IsNan(flow) then
        begin
            StringGrid4.Cells[4,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
            cumfl[t]:=cumfl[t]+flow;
        end
        else
            begin

```

```

        StringGrid4.Cells[4,i+1]:='0';
        StringGrid4.Cells[1,i+1]:='0'+'%';
        end;
        count[t]:=rate-cumwat[t];
        rwat:=count[t]+cumwat[t];
    {
        WAF[i,t]:=0;
        WAF[i,t]:= count[t]*100/rate;

StringGrid4.Cells[4,n+2]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])+'%';
//
StringGrid4.Cells[3,n+2]:=FormatFloat('0.##',count[t]);    }
StringGrid4.Cells[2,n+2]:=FormatFloat('0.##',count[t]);

StringGrid4.Cells[4,n+1]:=FormatFloat('0.##',cumfl[t]);
        StringGrid4.Cells[2,n+3]:=FormatFloat('0.##',rwat);

StringGrid4.Cells[3,n+1]:=FormatFloat('0.##',cumoil[t]);

StringGrid4.Cells[2,n+1]:=FormatFloat('0.##',cumwat[t]);

StringGrid4.Cells[1,n+4]:=FormatFloat('0.##',Ieff[t])+'%';
        end;

        end;

        for t:=0 to wells.Count-1 do begin
            for i:=0 to n-1 do
                begin
                    if ComboBox1.ItemIndex=t then
                        begin
                            wells[t], Water);
                            flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
                                if Not isNaN(flow) then
                                    begin
                                        WAF[i,t]:= flow*100/(cumwat[t]+count[t]);

StringGrid4.Cells[1,i+1]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])+'%';
                                        WAF[i,t]:= cumwat[t]*100/(cumwat[t]+count[t]);

StringGrid4.Cells[1,n+1]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])+'%';
                                        WAF[i,t]:= count[t]*100/(cumwat[t]+count[t]);

StringGrid4.Cells[1,n+2]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])+'%';

WAF[i,t]:=(count[t]+cumwat[t])*100/(cumwat[t]+count[t]);

StringGrid4.Cells[1,n+3]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])+'%';
                                        end;
                                        end;
                                        end; end;

end;
end;

```

```

procedure TForm1.Button3Click(Sender: TObject);
begin
Form2.Series1.Clear;
Form2.Show;
  max:=0;
  for t:=0 to wells.count-1 do
  begin
  cumoil[t]:=0;
  for i:=0 to n-1 do
  begin
  flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Oil);
  if not IsNan(flow) then
  begin
  cumoil[t]:=cumoil[t]+flow;
  rate := reader.WellWaterInjectionRate(wells[t]);
  Ieff[t]:=cumoil[t]*100/rate;
  if rate >max then max:=rate;
  end;
  end;
  Form2.Series1.AddXY(rate,cumoil[t],wells[t]);
  Form2.Series2.Clear;
  Form2.Series2.AddXY(0,0);
  Form2.Series2.AddXY(max,max,'100%');
  Form2.Series3.Clear;
  Form2.Series3.AddXY(0,0);
  Form2.Series3.AddXY(max,max/2,'50%');

end;
end;

```

```

procedure TForm1.ComboBox2Change(Sender: TObject);
begin
  StringGrid5.Cells[2,0]:='İðèðîê íâðèè';
  StringGrid5.Cells[1,0]:='İðèðîê âîäû';
  StringGrid5.Cells[3,0]:='İîðîê ê äîá. ñêâ.';
  StringGrid5.Cells[4,0]:='Äîÿ îîðîêâ';
  StringGrid5.Cells[0,0]:='Èñðî÷îèè îîðîêâ';
  StringGrid5.Cells[0,wells.count+1]:='Èç-çà êîîðóðà';
  StringGrid5.Cells[0,wells.count+2]:='Äñããî';
  StringGrid5.Cells[4,wells.count+2]:='100%';
  StringGrid5.Cells[5,0]:='Iobv';
  StringGrid5.Cells[6,0]:='Ieff';

  for i:=0 to n-1 do
  begin
  if ComboBox2.ItemIndex=i then
  begin
  cumfl[i]:=0;
  cumwat[i]:=0;

```

```

        cumoil[i]:=0;
        count[i]:=0;
        Kovbcum[i]:=0;
        Obvcount[i]:=0;
        Obvtotal[i]:=0;
        for t:=0 to wells.count-1 do
        begin
            Kovb[t]:=0;
            WAF[i,t]:=0;
            flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Water);
            StringGrid5.Cells[0,t+1]:=wells[t];

            if not IsNan(flow) then
            begin
                StringGrid5.Cells[1,t+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
{11}
                cumwat[i]:=cumwat[i]+flow;
            end
            else
                StringGrid5.Cells[1,t+1]:='0';

                roil:= reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
                rate:= reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
                flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Oil);
                if not IsNan(flow) then
                begin
                    StringGrid5.Cells[2,t+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
                    cumoil[i]:=cumoil[i]+flow;
                end
                else
                    StringGrid5.Cells[2,t+1]:='0';
                    count[i]:=rate-roil-cumwat[i];
                    Obvcount[i]:=count[i]*100/rate;
                    flow := reader.InjectorToProducerTotalFlow(wname[i],
wells[t]);
                    rwat:= reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Water);

                    if not IsNan(flow) then
                    begin
                        StringGrid5.Cells[3,t+1]:=FormatFloat('0.##',flow);
                        Kovb[t]:=rwat*100/flow;
                        cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
                        WAF[i,t]:= flow*100/rate;

StringGrid5.Cells[4,t+1]:=FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
                        end
                    else
                        begin
                            StringGrid5.Cells[3,t+1]:='0';

```

```

        StringGrid5.Cells[4,t+1]:='0'+'%';
        end;
        rwat:=count[i]+cumwat[i];
        countoil[i]:=roil-cumoil[i];
        countfl[i]:=rate-cumfl[i];
        Kovbcum[i]:=cumfl[i]+countfl[i];
        Obvtotal[i]:=rwat*100/Kovbcum[i];
        WAF[i,t]:=0;
        WAF[i,t]:= countfl[i]*100/rate;

StringGrid5.Cells[3,wells.count+1]:=FormatFloat('0.##',countfl[i]
);

StringGrid5.Cells[1,wells.count+1]:=FormatFloat('0.##',count[i])
;

StringGrid5.Cells[4,wells.count+1]:=FormatFloat('0.##',WaF[i,t])
+'%';

StringGrid5.Cells[3,wells.count+2]:=FormatFloat('0.##',rate);

StringGrid5.Cells[1,wells.count+2]:=FormatFloat('0.##',rwat);

StringGrid5.Cells[2,wells.count+1]:=FormatFloat('0.##',countoil[
i]);

StringGrid5.Cells[2,wells.count+2]:=FormatFloat('0.##',roil);

StringGrid5.Cells[5,wells.count+1]:=FormatFloat('0.##',Obvcount[
i])+'%';
        if Kovb[t]>0 then

StringGrid5.Cells[5,t+1]:=FormatFloat('0.##',Kovb[t])+'%'
        else
        StringGrid5.Cells[5,t+1]:='0'+'%';

StringGrid5.Cells[5,wells.count+2]:=FormatFloat('0.##',Obvtotal[
i])+'%';
        end;
        if cumfl[i]<>0 then
        begin
        Ieff[i]:=cumoil[i]*100/cumfl[i];
        StringGrid5.Cells[6,1]:=FormatFloat('0.##',Ieff[i])+
'%';
                end
        else
                StringGrid5.Cells[6,1]:='ía çâêñèò îò
íaãíáòàíèÿ'
        end;

        end;
end;

```

```

procedure TForm1.Button4Click(Sender: TObject);
begin
Form3.Series1.Clear;
Form3.Show;
max:=0;
  for t:=0 to wells.count-1 do
  begin
  cumwat[t]:=0;
  for i:=0 to n-1 do
  begin
  flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Water);
  if not IsNan(flow) then
  begin
  cumwat[t]:=cumwat[t]+flow;
  rate := reader.WellWaterInjectionRate(wells[t]);
  if rate >max then max:=rate;
  Ieff[t]:=cumwat[t]*100/rate;
  end;
  end;
  Form3.Series1.AddXY(rate,cumwat[t],wells[t]);
  Form3.Series2.Clear;
  Form3.Series2.AddXY(0,0);
  Form3.Series2.AddXY(max,max/4,'25%');
  Form3.Series3.Clear;
  Form3.Series3.AddXY(0,0);
  Form3.Series3.AddXY(max,max,'100%');
  end;

end;

procedure TForm1.Button5Click(Sender: TObject);
begin
Form4.Series1.Clear;
Form4.Show;
max:=0;
for i:=0 to n-1 do
begin
cumfl[i]:=0;
for t:=0 to wells.Count-1 do
begin
flow := reader.InjectorToProducerTotalFlow(wname[i],
wells[t]);
if not IsNAN(flow) then
cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
end;
rate:= reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
if rate >max then max:=rate;
Form4.Series1.AddXY(rate, cumfl[i], wname[i]);
Form4.Series2.Clear;
Form4.Series2.AddXY(0,0);
Form4.Series2.AddXY(max,max,'100%');

```

```

Form4.Series3.Clear;
Form4.Series3.AddXY(0,0);
Form4.Series3.AddXY(max,max/2,'50%');
end;
end;

procedure TForm1.RadioButton3Click(Sender: TObject);
begin
  for i:=0 to n-1 do
  begin
    cumfl[i]:=0;
    for t:=0 to wells.count-1 do
    begin
      flow
reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i], wells[t], Water);
      rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
      roil := reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
      rwat := rate-roil;
      if not IsNan(flow) then
      cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
      WAF[i,t]:= flow*100/rwat;
      StringGrid3.Cells[0,0]:='íâððÿíàÿ ñêââæèà';
      StringGrid3.Cells[t+1,0]:=wells[t];
      if not IsNan(WAF[i,t]) then

StringGrid3.Cells[t+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow)+' /
'+FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
      end;

      count[i]:=rwat-cumfl[i];
      koef[i]:=count[i]*100/rwat;
      if count[i]<>0 then

StringGrid3.Cells[wells.Count+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',count[i
])+ ' / '+FormatFloat('0.##',koef[i])+'%';

StringGrid3.Cells[wells.Count+2,i+1]:=FormatFloat('0.##',rwat)+'
/ 100%';
      StringGrid3.Cells[0,i+1]:=wname[i];
      StringGrid3.Cells[wells.Count+1,0]:='èç-çà êîíðóðà';
      StringGrid3.Cells[wells.Count+2,0]:='Âñããî';
      end;
    end;
  end;

procedure TForm1.RadioButton1Click(Sender: TObject);
begin
  for i:=0 to n-1 do
  begin
    cumfl[i]:=0;
    k:=0;
    for t:=0 to wells.count-1 do
    begin

```

```

        flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Oil);
        rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
        roil := reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
        if not IsNan(flow) then
            cumfl[i]:=cumfl[i]+flow;
            WAF[i,t]:= flow*100/roil;
            StringGrid3.Cells[0,0]:='Íâðòÿíàÿ ñêâàæèà';
            StringGrid3.Cells[t+1,0]:=wells[t];
            if not IsNan(WAF[i,t]) then
                StringGrid3.Cells[t+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',flow)+' /
'+FormatFloat('0.##',WAF[i,t])+'%';
            end;

        count[i]:=roil-cumfl[i];
        koef[i]:=count[i]*100/roil;
        if count[i]<>0 then

StringGrid3.Cells[wells.Count+1,i+1]:=FormatFloat('0.##',count[i
])+ ' / '+FormatFloat('0.##',koef[i])+'%';

StringGrid3.Cells[wells.Count+2,i+1]:=FormatFloat('0.##',roil)+'
/ 100%';
        StringGrid3.Cells[0,i+1]:=wname[i];
        StringGrid3.Cells[wells.Count+1,0]:='èç-çà êííóóðà';
        StringGrid3.Cells[wells.Count+2,0]:='Âñãâî';
        end;
    end;

procedure TForm1.Button6Click(Sender: TObject);
begin
    Form5.Series1.Clear;
    Form5.Show;
    max:=0;
    for t:=0 to wells.Count-1 do
    begin
        cumfl[t]:=0;
        for i:=0 to n-1 do
        begin
            flow := reader.InjectorToProducerFlowOfPhase(wname[i],
wells[t], Water);
            if not IsNAN(flow) then
                cumfl[t]:=cumfl[t]+flow;
            end;
        rate := reader.WellWaterInjectionRate(wells[t]);
        if rate >max then max:=rate;
        Form5.Series1.AddXY(rate, cumfl[t], wells[t]);
        Form5.Series2.Clear;
        Form5.Series2.AddXY(0,0);
        Form5.Series2.AddXY(max,max,'100%');
        Form5.Series3.Clear;
        Form5.Series3.AddXY(0,0);

```

```

    Form5.Series3.AddXY(max,max/2,'50%');
end;

end;

procedure TForm1.Button9Click(Sender: TObject);
begin
Ieff[1]:=0;
cumoil[1]:=0;
cumwat[1]:=0;
for i:=0 to n-1 do begin
    roil := reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
    rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
    rwat :=rate-roil;
    cumoil[1]:=cumoil[1]+ roil;
    cumwat[1]:=cumwat[1]+ rwat;
    ieff[1]:=cumoil[1]*100/cumwat[1];
end;
    label11.Caption:=FormatFloat('0.##',cumoil[1])+ ' ì3/ñóò';
    label14.Caption:=FormatFloat('0.##',cumwat[1])+ ' ì3/ñóò';
    label15.Caption:=FormatFloat('0.##',Ieff[1])+ ' %';
end;

procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
begin
if OpenFileDialog1.Execute then
begin
reader := TXmlFlowsReader.Create(opendialog1.FileName);
    wells := TStringList.Create();
    reader.WellNames(Producer, wells);

    setlength(wname,wells.count);
    n:=wells.count;
    for t := 0 to wells.count-1 do begin
wname[t]:=wells[t];
end;
wells.Clear;

    setlength(cumfl,n);
    setlength(cumwat,n);
    setlength(cumoil,n);
    setlength(count,n);
    setlength(koef,n);
    setlength(Ieff,n);
    setlength(countoil,n);
    setlength(countfl,n);
    setlength(Obvcount,n);
    setlength(Kovb,n);
    setlength(Obvtotal,n);
    setlength(Kovbcum,n);

```

```

reader.WellNames(Injector, wells);
setlength(WAF,n);
for i:=0 to n-1 do
setlength(WAF[i],wells.Count);

ComboBox1.Items.Clear;
ComboBox2.Items.Clear;

for i:=0 to wells.count-1 do
begin
ComboBox1.Items.Add(wells[i]);
ComboBox1.ItemIndex:=i;
end;

for i:=0 to n-1 do
begin
ComboBox2.Items.Add(wname[i]);
ComboBox2.ItemIndex:=i;
end;
end;

for I := 0 to StringGrid1.RowCount - 1 do
StringGrid1.Rows[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid1.ColCount - 1 do
StringGrid1.Cols[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid2.RowCount - 1 do
StringGrid2.Rows[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid2.ColCount - 1 do
StringGrid2.Cols[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid3.RowCount - 1 do
StringGrid3.Rows[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid3.ColCount - 1 do
StringGrid3.Cols[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid4.RowCount - 1 do
StringGrid4.Rows[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid4.ColCount - 1 do
StringGrid4.Cols[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid5.RowCount - 1 do
StringGrid5.Rows[I].Clear();
for I := 0 to StringGrid5.ColCount - 1 do
StringGrid5.Cols[I].Clear();

StringGrid1.ColCount:=wells.Count+1;
StringGrid1.RowCount:=n+3;
StringGrid2.ColCount:=wells.Count+3;
StringGrid2.RowCount:=n+1;
StringGrid3.ColCount:=wells.Count+3;
StringGrid3.RowCount:=n+1;
StringGrid4.RowCount:=n+5;
StringGrid5.RowCount:=wells.Count+3;
end;

procedure TForm1.Button7Click(Sender: TObject);

```

```

begin
cumoil[1]:=0;
cumfl[0]:=50;
cumfl[1]:=100;
cumwat[1]:=0;
date[0]:='i3/ñóò. áâç ìðèìáíáíèý ìàòîäèèèè';
date[1]:='i3/ñóò. ñ ìðèìáíáíèèì ìàòîäèèèèè';
Form7.Series1.Clear;
for i:=0 to n-1 do begin
  roil := reader.WellOilProductionRate(wname[i]);
  rate := reader.WellLiquidProductionRate(wname[i]);
  rwat :=rate-roil;
  cumoil[1]:=cumoil[1]+ roil;
  cumwat[1]:=cumwat[1]+ rwat;
  end;
cumoil[0]:= StrtoFloat(Edit1.Text);
if cumoil[0]<>0 then
begin
  Form7.Show;
  for i:=0 to 1 do
  Form7.Series1.AddXY(cumfl[i],cumoil[i],date[i]);
end;
end;
end.

```

```

unit XmlFlowsReader;

```

```

interface

```

```

uses

```

```

  SysUtils, Classes, ActiveX, Windows,
  MSXML2_TLB;

```

```

type

```

```

  TWellMode = (Producer, Injector);

```

```

  TPhase = (Oil, Water);

```

```

  TXmlFlowsReader = class

```

```

  private

```

```

    FDistributionNode: IXMLDOMElement;

```

```

    function InitXml(filename: OleVariant):
IXMLDOMDocument;

```

```

    function NodeToFloat(rate: IXMLDOMNode): Single;

```

```

    function Sum(nodes: IXMLDOMNodeList): Single;

```

```

  public

```

```

    constructor Create(fileName: String);

```

```

    destructor Destroy; override;

```

```

        procedure    WellNames(mode:    TWellMode;    var    names:
TStringList);

        function    WellLiquidProductionRate(wellName:    String):
Single;
        function    WellWaterInjectionRate(wellName:    String):
Single;
        function    WellOilProductionRate(wellName:    String):
Single;
        function    InjectorToProducerFlowOfPhase(prodWellName,
injeWellName: String; ph: TPhase): Single;
        function    InjectorToProducerTotalFlow(prodWellName,
injeWellName: String): Single;

        end;

implementation

uses
    StrUtils, Variants, Math;

{ TXmlFlowsReader }

constructor TXmlFlowsReader.Create(filename: String);
var
    xml: IXMLDOMDocument;
begin
    try
        xml := InitXml(filename);

        FDistributionNode                                :=
xml.selectSingleNode('/*/fluiddistribution') as IXMLDOMElement;

        finally
            xml := nil;
        end;
    end;

destructor TXmlFlowsReader.Destroy;
begin
    FDistributionNode := nil;

    inherited;
end;

function    TXmlFlowsReader.InitXml(filename:    OleVariant):
IXMLDOMDocument;
const
    LoadErrorMsg = 'MSXML 5.0 failed to load `s`:'#10#13 +
        'reason: %s'#10#13 +
        'source: %s'#10#13;

```

```

begin
  Result := CoDOMDocument50.Create;
  Result.validateOnParse := False;
  Result.async := False;

  if EmptyStr = filename then Exit;

  if not Result.load(filename) then
    with Result.parseError do
      raise Exception.CreateFmt (LoadErrorMsg, [url,
reason, srcText]);
    end;

  function
    TXmlFlowsReader.InjectorToProducerFlowOfPhase (prodWellName,
      injeWellName: String; ph: TPhase): Single;
  const
    phaseNames: array[TPhase] of String = ('oil', 'water');
    xPathQueryPattern: String =

      'flows/flow[@target=../../welllist/producers/well[@name="%s"
]/@wid]' +

      '[@source=../../welllist/injectors/well[@name="%s"]/@wid]/ra
te[@phase="%s"]';
    var
      query: String;
    begin
      query := Format (xPathQueryPattern, [prodWellName,
injeWellName, phaseNames[ph]]);

      Result :=
NodeToFloat (FDistributionNode.selectSingleNode (query));
    end;

  function
    TXmlFlowsReader.InjectorToProducerTotalFlow (prodWellName,
      injeWellName: String): Single;
  const
    xPathQueryPattern: String =

      'flows/flow[@target=../../welllist/producers/well[@name="%s"
]/@wid]' +

      '[@source=../../welllist/injectors/well[@name="%s"]/@wid]/ra
te';
    var
      query: String;
    begin
      query := Format (xPathQueryPattern, [prodWellName,
injeWellName]);

```

```

    Result := Sum(FDistributionNode.selectNodes(query));
end;

function TXmlFlowsReader.NodeToFloat(rate: IXMLDOMNode):
Single;
var
    ds: Char;
begin
    Result := NaN;

    if Assigned(rate) then begin
        ds := DecimalSeparator;
        DecimalSeparator := '.';
        Result := rate.nodeTypeValue;
        DecimalSeparator := ds;
    end;
end;

function TXmlFlowsReader.Sum(nodes: IXMLDOMNodeList): Single;
var
    t: Integer;
begin
    if nodes.length = 0 then begin
        Result := NaN;
        Exit;
    end;

    Result := 0.0;

    for t := 0 to nodes.length - 1 do
        Result := Result + NodeToFloat(nodes.item[t]);
    end;
end;

function TXmlFlowsReader.WellLiquidProductionRate(
    wellName: String): Single;
const
    XPathQueryPattern: String =
        'flows/flow[@target=../../welllist/producers/well[@name="%s"
]/@wid]/rate';
var
    query: String;
begin
    query := Format(XPathQueryPattern, [wellName]);

    Result := Sum(FDistributionNode.selectNodes(query));
end;

procedure TXmlFlowsReader.WellNames(mode: TWellMode; var
names: TStringList);
const

```

```

    modeNames: array[TWellMode] of String = ('producers',
'injectors');
    xpathQueryPattern: String = 'welllist/%s/well/@name';
    var
    t: Integer;
    query: String;
    wellNameNodes: IXMLDOMNodeList;
    begin
    if not Assigned(names) then
        raise Exception.Create('Names are empty!');

        query := Format(xpathQueryPattern, [modeNames[mode]]);

        wellNameNodes := FDistributionNode.selectNodes(query);

        for t := 0 to wellNameNodes.length - 1 do
            names.Add(wellNameNodes.item[t].nodeValue);
        end;
    function TXmlFlowsReader.WellOilProductionRate(wellName:
String): Single;
    const
        xpathQueryPattern: String =

            'flows/flow[@target=../../welllist/producers/well[@name="%s"
]/@wid]/rate[@phase="oil"]';
    var
        query: String;
    begin
        query := Format(xpathQueryPattern, [wellName]);

        Result := Sum(FDistributionNode.selectNodes(query));
    end;

    function TXmlFlowsReader.WellWaterInjectionRate(wellName:
String): Single;
    const
        xpathQueryPattern: String =

            'flows/flow[@source=../../welllist/injectors/well[@name="%s"
]/@wid]/rate[@phase="water"]';
    var
        query: String;
    begin
        query := Format(xpathQueryPattern, [wellName]);
        Result := Sum(FDistributionNode.selectNodes(query));
    end;
end.

```