

Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276
ББК 33.361
М 744

Рецензенты:

В.Д. Лысенко, д-р техн. наук, профессор, академик РАЕН (ОАО РИТЭК);
Р.Н. Дияшев, д-р техн. наук, профессор, академик РАЕН (ООО «ТНГ-Групп»);
Р.М. Юсупов, канд. физ.-мат. наук, с.н.с. (ОАО «ЛукОйл»)

Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин. Моделирование разработки нефтяных месторождений. М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – с.

В книге рассматриваются вопросы моделирования разработки нефтяных месторождений. Кратко изложены теоретические основы моделирования, приведены методика и подходы к адаптации гидродинамической модели по истории разработки, технология построения модели с учетом изменяющихся во времени свойств пласта. Предложены способы регулирования разработки залежей в коллекторах трещинно-порового типа. Показана возможность применения моделей для проведения различных исследований: выбора из различных геологических концепций строения пластов, конусообразования воды в трещиноватом пласте, выявление зон влияния геолого-технических мероприятий, планирование мероприятий по снижению обводненности скважин. Описаны способы и результаты моделирования различных технологий разработки месторождений: гидравлического разрыва пласта, паротеплового и водогазового воздействия. Приведены основные подходы к экономической оценке при выборе оптимального варианта разработки.

Книга предназначена для широкого круга специалистов нефтяной промышленности, участвующих в моделировании, проектировании, анализе и принятии решений по управлению разработкой месторождений нефти. Она может быть полезна студентам и аспирантам, обучающимся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».

ISBN

Табл. Илл. Библиогр. – назв.

М $\frac{2503.010400 - 155}{2008}$ без объявления

© Хисамов Р.С. Насыбуллин А.В., 2008
© ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ	9
ГЛАВА 2. КОНЕЧНЫЕ РАЗНОСТИ	12
2.1. Дискретизация уравнений	12
2.2. Типы сеток	16
2.3. Решение системы конечно-разностных уравнений	19
ГЛАВА 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ	22
ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ	28
ГЛАВА 5. ЗАДАНИЕ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ	41
ГЛАВА 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА	47
ГЛАВА 7. МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН	52
ГЛАВА 8. АДАПТАЦИЯ ПО ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ	56
8.1. Технология адаптации моделей	56
8.2. Методика оценки качества адаптации моделей	61
8.3. Технология построения геолого-технологической модели с учетом изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды	67
ГЛАВА 9. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ	78
9.1. Прогноз показателей разработки	78
9.2. Выбор из нескольких геологических концепций	79
9.2.1. Анализ результатов	87
9.2.2. Выводы	100
9.3. Регулирование разработки залежей в коллекторах трещинно- порового типа	100
9.3.1 Методы расчета фильтрации через трещинно-поровую среду	102
9.3.2. Регулирование разработки путем изменения производительности добывающих скважин.	106
9.3.3. Регулирование разработки путем выравнивания скорости подъема ВНК	109
9.4. Исследование конусообразования в трещиноватом пласте	115
9.5. Моделирование ГРП	120
9.6. Выявление зон влияния геолого-технических мероприятий	122
9.7. Планирование ГТМ по снижению обводненности скважин.	126
9.7.1. Теоретические основы технологии	126
9.7.2. Пример конкретного осуществления способа	130
9.7.3. Выводы	133
9.8. Паротепловое воздействие	135
9.8.1. Влияние сухости пара	142
9.8.2. Влияние гидрофильности и гидрофобности пород	144
9.8.3. Выбор оптимальной глубины.	145

9.8.4. Основные выводы и рекомендации.....	147
9.9. Водогазовое воздействие	149
9.9.1. Обоснование размещения скважин.....	153
9.9.2. Обоснование применения технологий увеличения приемистости скважин	155
9.9.3. Гравитационно-стабилизированное вытеснение	155
9.9.4. Обоснование агента для водогазового воздействия.....	156
9.9.5. Технология осуществления водогазового воздействия	164
9.9.6. Выводы	170
ГЛАВА 10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ	172
10.1. Основы теории оценки инвестиционных проектов.....	172
10.2. Определение критериев экономической эффективности.....	173
10.3. Исходные данные для экономической оценки эффективности эксплуатации месторождения	174
10.4. Учет рисков, связанных с осуществлением проекта.....	175
10.5. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	176
10.6. Экономическая оценка вариантов разработки	178
10.7. Условия реализации нефти	184
10.8. Оценка инвестиций и производственных расходов.	184
10.9. Налоговая система	184
10.10. Анализ чувствительности.....	188
ГЛАВА 11. ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	189
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	193
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	

ВВЕДЕНИЕ

В данной книге будут рассмотрены различные вопросы, касающиеся моделирования процессов разработки нефтяных месторождений. Понятие модель имеет широкий смысл, поскольку модели бывают разные. С латыни модель переводится как *Modulus* – образец. Например, словарь Брокгауза и Эфрона дает определение модели как перевод с французского: 1 – воспроизведение предмета в уменьшенном виде; 2 – точный образец обыкновенно в малом виде, по которому изготовляют какое-либо изделие. Это верно для физических моделей. Моделирование можно определить как исследование объектов познания на их моделях. Моделирование предполагает построение и изучение моделей реально существующих предметов, явлений и конструируемых объектов для определения или улучшения их характеристик; для рационализации способов их построения; для управления и прогнозирования.

Математическое моделирование – процесс построения и исследования в динамике поведения математических моделей различных процессов, явлений и физических объектов с использованием средств вычислительной техники. В основе математического моделирования лежит использование фундаментальных законов естествознания и конкретных наук, связанных с целями и предметами моделирования. На основании этих законов разрабатывается математический аппарат, описывающий исследуемые явления и объекты, который преобразуется в соответствующий алгоритм и программу для реализации его на ЭВМ. Применительно к разработке нефтяных месторождений модели используются для лучшего понимания геологического строения пластов и процессов происходящих в них, для прогнозирования динамики добычи нефти, для оценки эффективности применения различных технологий по добычи нефти. В конечном итоге, моделирование – это инструмент для принятия решений, предназначенный для специалистов, проектирующих разработку месторождений, но не заменяющий этих специалистов.

Моделирование процессов разработки (далее моделирование) можно разбить на следующие основные этапы:

1. составление дифференциальных уравнений;
2. представление уравнений в виде конечно-разностной схемы;
3. выбор метода для решения уравнений в конечных разностях;
4. разработка алгоритма решения уравнений;
5. написание программы, реализующей созданный алгоритм;

6. отладка программы и тестирование на примерах с известным результатом;

7. проведение расчетов;

8. анализ результатов и адаптация модели.

К математической модели должны предъявляться следующие требования:

- Учет многообразия режимов разработки;
- Учет неоднородности геологического строения по площади и в разрезе;

- Учет сжимаемости породы пласта и флюидов;

- Учет влияния капиллярных и гравитационных сил;

- Учет сложной динамики разработки: изменения забойных давлений во времени, смена режимов работы, отключение скважин, перевод добывающих скважин под нагнетание, изменение интервалов перфорации, одновременный ввод скважин в эксплуатацию и т. д.

Существуют различные классификации типов моделей.

1. По степени учета PVT:

Модель черной нефти (Black Oil) или нелетучая нефть;

Композиционная модель;

2. По законам фильтрации:

Обычный закон Дарси;

Отклонение от закона Дарси;

Трещинно-поровая среда (два закона Дарси);

3. По учету тепло-массопереноса:

Несмешивающиеся флюиды;

Смешивающиеся флюиды;

Изотермические модели;

Термические модели;

С учетом химических агентов;

4. По размерности:

Одномерные;

Двумерные;

Трехмерные;

Квазитрехмерные;

5. По системе координат:

Декартова;

Цилиндрическая;

Сферическая;

6. По учету наземного оборудования:

Модель собственно пласта;

Модель пласта и течение в стволе скважины;

Модель пласта, течение в стволе скважины и наземные системы сбора.

Развитие моделирования получило большое развитие в РФ в 90 годы прошлого века, и стало основным инструментом для определения технологических показателей разработки нефтяных и газовых месторождений. Все проектные документы на разработку нефтяных и газовых месторождений выполняются только с использованием математических моделей. Министерство топлива и энергетики РФ в 2000 г. выпустило регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00. Воспользуемся некоторыми определениями из данного регламента [1].

Адресная постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке в объеме резервуара, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Постоянно действующие геолого-технологические модели, построенные в рамках единой компьютерной технологии, представляют совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трехмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процессов разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчета балансовых запасов нефти, газа и конденсата;
- программных средств для пересчета параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программ оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим ограничениям и критериям;
- программных средств и технологий, позволяющих по установленным в процессе моделирования правилам уточнять модели по

мере постоянного поступления текущих данных, порождаемых в процессе освоения и разработки месторождений;

- программных средств выдачи отчетной графики, хранения и архивации получаемых результатов;

- базы знаний и экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки.

Под цифровой трехмерной адресной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих:

- пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;

- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);

- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;

- идентификаторы циклов, объектов, границ (пластов, пачек, пропластков);

- средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;

- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;

- пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Большой вклад в развитие теории и практики методов математического моделирования внесли известные ученые и специалисты: В.А. Бадьянов, Г.И. Баренблатт, Ю.Е. Батурин, Д.Н. Болотник, В.Д. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, Ю.А. Волков, В.А. Данилов, Л.Ф. Дементьев, В.И. Дзюба, В.М. Ентов, Н.А. Еремин, Ю.П. Желтов, М.Ю. Желтов, С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, Р.Х. Закиров, А.Б. Золотухин, Р.Д. Каневская, Р.М. Кац, В.С. Ковалев, В.И. Леви, В.П. Майер, М.М. Максимов, М.В. Мееров, В.З. Минликаев, М.М. Мусин, А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, В.Н. Панков, М.Д. Розенберг, Л.П. Рыбицкая, Б.В. Сазонов, В.Б. Таранчук, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, Н.И. Хисамутдинов, А.Н. Чекалин, А.Х. Шахвердиев, Р.М. Юсупов, Crichlow, K. Aziz, A. Settary и др.

Написание данной книги стало возможным благодаря исследованиям, проведенным в рамках различных тематических работ по заданию ОАО «Татнефть» в период с 1998–2007 гг. В данных работах принимали участие ученые и специалисты института ТатНИПИнефть. Технология построения геолого-технологической модели с учетом изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды, описанная в разделе 8.3, разработана канд. техн. наук Р.З. Саттаровым, методика выявления зон влияния геолого-технических мероприятий (раздел 9.6) подготовлена канд. техн. наук Д.А. Разживиным, моделирование ГРП (раздел 9.5) и планирование ГТМ по снижению обводненности скважин (раздел 9.7) – канд. геол.-минер. наук, доцентом В.Г. Салимовым, планирование ГТМ по снижению обводненности скважин канд. техн. наук С.В. Насыбуллиной. Исследование конусообразования в трещиноватом пласте (раздел 9.4) проведено совместно с инженером В.А. Шараевым, по проведению паротеплового воздействия (раздел 9.8) с инженером Р.Ш. Абсалямовым, по проведению водогазового воздействия (раздел 9.9) с инженером В.В. Зубаревым. Экономическая оценка и выбор оптимального варианта разработки (глава 10) выполнена совместно с канд. экон. наук М.В. Глушковой. Всем перечисленным ученым и специалистам авторы выражают свою благодарность. Особую благодарность авторы выражают директору института «ТатНИПИнефть», доктору техн. наук, академику АН РТ Р.Р. Ибатуллину и заместителю директора института «ТатНИПИнефть», доктору техн. наук Р.Г. Абдулмазитову за консультации и обсуждение результатов работ.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Теория движения жидкостей и газов в пористых средах развивается довольно продолжительное время, основана она на эмпирических законах вследствие того, что мы имеем дело с изучаемым объектом, параметры которого нам точно не известны. Нам не известна ни площадь фильтрации, ни пути движения жидкостей, ни объем занимаемый флюидом. Следовательно, использование точных законов и уравнений приведет только к значительному увеличению сложности задачи, и не приведет к увеличению точности вычислений.

Рассмотрим основное уравнение изотермического движения однородной жидкости в пористой среде. Вывод этого уравнения широко представлен в литературных источниках (например, Азиз и Сеттари [2], Генри Кричлоу [3], Каневская Р.Д. [40] и др.), не представляет трудности, поэтому ограничимся лишь представлением его конечного вида.

Рассмотрим модель «черной» нефти, которая содержит три фазы: нефть (o), воду (w) и газ (g). Вода и нефть не смешиваются и не обмениваются массами. Газ предполагается растворимым в воде и нефти. Модель нелетучей нефти базируется на уравнении неразрывности закона Дарси, описывающем скорость течения каждого флюида.

Уравнения нелетучей нефти представляют собой систему уравнений, объединяющей уравнение движения Дарси и уравнения сохранения массы флюидов. Уравнение движения (скорость фильтрации) описывается законом Дарси:

$$\begin{aligned}v_o &= -\frac{k_{ro}k}{\mu_o}(\nabla P_o - \rho_o g \nabla h), \\v_w &= -\frac{k_{rw}k}{\mu_w}(\nabla P_w - \rho_w g \nabla h), \\v_g &= -\frac{k_{rg}k}{\mu_g}(\nabla P_g - \rho_g g \nabla h).\end{aligned}\tag{1.1}$$

Система дифференциальных уравнений сохранения массы с учетом уравнения (1.1), описывающая трехфазное трехмерное течение жидкости в поровой среде, имеет вид:

$$\text{нефть} - \operatorname{div} \left[\frac{k_{ro}k}{\mu_o B_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla h) \right] = \frac{\partial (\phi S_o / B_o)}{\partial t} + q_o; \quad (1.2)$$

$$\text{вода} - \operatorname{div} \left[\frac{k_{rw}k}{\mu_w B_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla h) \right] = \frac{\partial (\phi S_w / B_w)}{\partial t} + q_w; \quad (1.3)$$

$$\begin{aligned} \text{газ} - \operatorname{div} \left[\frac{k_{rg}k}{\mu_g B_g} (\nabla P_g - \rho_g g \nabla h) + \left(R_{so} \frac{k_{ro}k}{\mu_o B_o} (\nabla P_o - \rho_o g \nabla h) \right) + \right. \\ \left. + \left(R_{sw} \frac{k_{rw}k}{\mu_w B_w} (\nabla P_w - \rho_w g \nabla h) \right) \right] = \\ = \frac{\partial \left[\phi \left(R_{so} S_o / B_o + R_{sw} S_w / B_w + S_g / B_g \right) \right]}{\partial t} + R_{so} q_o + R_{sw} q_w + q_g. \end{aligned} \quad (1.4)$$

Для замкнутости системы (1.2 – 1.4) вводятся три дополнительных соотношения

$$S_o + S_w + S_g = 1, \quad (1.5)$$

$$P_{cow} = P_o - P_w = F(S_w, S_o), \quad (1.6)$$

$$P_{cog} = P_g - P_o = F(S_w, S_g). \quad (1.7)$$

Предполагается, что при изотермическом течении флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия. В этом случае зависимости PVT (давление – объем – температура) представлены как функции зависимости объемных коэффициентов от давления:

$$B_o = (V_o + V_{go})_{rc} / (V_o)_{stc} = f(P_o), \quad (1.8)$$

$$B_w = (V_w + V_{gwo})_{rc} / (V_{wo})_{stc} = f(P_w), \quad (1.9)$$

$$B_g = (V_g)_{rc} / (V_g)_{stc} = f(P_g). \quad (1.10)$$

Массообмен между нефтяной и газовой фазами, между водяной и газовой фазами описывается через коэффициент растворимости:

$$R_{so} = (V_{go} / V_o)_{stc} = f(P_o), \quad (1.11)$$

$$R_{sw} = (V_{gw} / V_w)_{stc} = f(P_w), \quad (1.12)$$

Плотность флюидов и поровый объем выражаются как функции давления с помощью уравнений состояния в явном или неявном виде.

Предполагается, что тензор абсолютной проницаемости – k имеет диагональный вид:

$$k = \begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{bmatrix}.$$

Предполагается, что начальным условием для пласта являются условия равновесия давлений. Поэтому между двумя соседними сеточными блоками 1–2 должны реализовываться следующие уравнения.

$$P_o^1 - P_o^2 = \Delta D_{1-2} \rho_o^{rc} g, \quad (1.13)$$

$$P_w^1 - P_w^2 = \Delta D_{1-2} \rho_w^{rc} g, \quad (1.14)$$

$$P_g^1 - P_g^2 = \Delta D_{1-2} \rho_g^{rc} g. \quad (1.15)$$

В уравнениях (1.1–1.15) приняты следующие обозначения:

B_o, B_w, B_g – объемный коэффициент нефти, воды и газа соответственно;

V_f – объем, занятый фиксированной массой компонента нефти, воды, газа;

V_{gf} – объем, занятый фиксированной массой компонента растворенного газа в воде или нефти;

ΔD_{1-2} – разность глубины двух соседних точек 1 и 2;

stc – нормальные (стандартные) условия на поверхности;

rc – пластовые условия;

R_{so} – коэффициент растворимости газа в нефти;

R_{sw} – коэффициент растворимости газа в воде;

t – время.

Обозначения в (1.9 – 1.15):

f – индекс фазы (o – нефти, w – воды, g – газа);

k – тензор абсолютной проницаемости пористой среды;

k_{ro}, k_{rw}, k_{rg} – относительная проницаемость для нефти, воды и газа соответственно;

h – глубина относительно уровня моря, отсчет вниз по вертикали;
 q_f – дебит (расход) f -ой фазы, добываемый с единичного объема пласта в единицу времени;

S_f – насыщенность пласта f -ой фазой;

$R_{so}(R_{sw})$ – коэффициент растворимости газа в нефти (воде);

P_f – давление в f -ой фазе;

P_{cog} – капиллярное давление в системе нефть-газ;

P_{cow} – капиллярные давления в системе нефть-вода;

W_f – скорость течения f -ой фазы;

ϕ – пористость;

ρ_f – плотность f -й фазы;

t – время.

Для полной формулировки математической модели исходная система уравнений (1.2–1.15) должна быть дополнена уравнениями состояния (данными PVT), о которых сказано выше, а также начальными и граничными условиями.

Под начальными условиями понимается начальное распределение искомых значений давления и насыщенностей на момент времени $t = 0$.

Под граничными условиями понимается условия на границе моделируемой области и на каждой скважине.

ГЛАВА 2. КОНЕЧНЫЕ РАЗНОСТИ

2.1. Дискретизация уравнений

Процесс фильтрации флюидов в пласте описывается сложными нелинейными уравнениями в частных производных, связывающими изменения во времени давлений и насыщенности в пористой среде. Решать нелинейные уравнения в частных производных аналитическими методами обычно невозможно, кроме самых простых случаев. Численные методы решения этих уравнений – в большинстве случаев единственный способ получить результат. При этом результаты получают в дискретных точках системы, положение которых можно выбрать произвольно. Преобразование непрерывных дифференциальных уравнений к дискретному виду выполняется с помощью метода конечных разностей. При этом дискретизируется как пространство, так и время. Для этого пространственная область разделяется на ряд ячеек, квадратов или блоков путем наложения сетки определенного типа. Такая сетка обычно имеет прямоугольную форму, хотя это условие не обязательно. Область исследуемого времени также разделяется на ряд временных уровней, на каждом из которых определяются новые значения зависимых параметров. Размеры шагов по времени зависят от особенностей решаемой задачи. В общем случае, чем меньше временной шаг, тем точнее результат.

Получают конечно-разностные уравнения, используя метод разложения функции в ряд Тейлора в заданной точке и решая уравнения относительно искомой производной. Например, для дискретной системы точек имеем:

$$\begin{aligned}\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x}, & \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x}, \\ \frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{2\Delta x}, & \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} &= \frac{p_{i+1} - 2p_i + p_{i-1}}{\Delta x^2}.\end{aligned}\tag{2.1}$$

Неустановившаяся фильтрация в пласте описывается уравнениями параболического типа, в которое входят вторые производные по координатам и первая производная по времени. При численном решении значения функции при данном дискретном значении времени используют для получения значения функции при следующем дискретном значении времени. Имеются два основных способа пе-

перехода от значений на прежнем уровне времени к значениям на новом уровне. Новые значения функции можно вычислять отдельно для каждой точки по координате для данного значения времени. Такая схема вычисления новых величин называется явной. В этом случае используется последовательное решение одного уравнения с одним неизвестным. В другом случае все новые значения функции для заданного уровня времени вычисляются одновременно. Схема одновременного вычисления новых величин называется неявной. При такой схеме используется решение системы линейных уравнений.

Явная схема. При явной схеме определяется одно неизвестное в каждый момент времени. Рассмотрим двумерное уравнение

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.2)$$

Его конечно-разностная форма имеет вид:

$$\frac{p_{i,j+1}^n - 2p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{p_{i+1,j}^n - 2p_{i,j}^n + p_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} = \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n}{\Delta t}, \quad (2.3)$$

где i, j – координата ячейки в сетке; n – старый временной уровень; $n+1$ – новый временной уровень.

Уравнение (2.3) имеет только одно неизвестное, а именно новое значение давления во время $(n+1)$. Эта величина входит в производную по времени.

Для получения нового значения давления уравнение (2.3) можно привести к явному виду, используя в нем соседние величины давления:

$$p_{i,j}^{n+1} = p_{i,j}^n + \Delta t \left(\frac{p_{i,j+1}^n - 2p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{p_{i+1,j}^n - 2p_{i,j}^n + p_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} \right). \quad (2.4)$$

Так как каждая величина в правой части известна, получаем одно уравнение с одним неизвестным. Значения давлений в новый момент времени можно получить, перебирая все (i, j) точки модели некоторым систематическим способом. Явные схемы редко используют при моделировании процесса разработки месторождений, так как в них налагаются строгие ограничения на величины временных шагов.

Неявная схема. При использовании неявной схемы все неизвестные величины определяют одновременно. Рассмотрим следующее уравнение в частных производных:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.5)$$

Можно записать конечно-разностный аналог этого уравнения для трех неизвестных p_i :

$$\frac{p_{i-1}^{n+1} - 2p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t}. \quad (2.6)$$

Уравнение (2.6) содержит члены, соответствующие всем неизвестным значениям давления на новом временном уровне. Упрощая его и группируя подобные члены, имеем

$$p_{i-1}^{n+1} - \left(2 + \frac{\Delta x^2}{\Delta t}\right) p_i^{n+1} + p_{i+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} p_i^n. \quad (2.7)$$

В результате получим одно уравнение с тремя неизвестными, в которых точка i связана с точками $(i+1)$, $(i-1)$. Записав уравнение (2.7) для N ячеек линейной сетки и объединив уравнения для каждой ячейки, получим систему N линейных уравнений с N неизвестными. Матрица такой системы является трехдиагональной.

Для двумерной модели принцип составления схем такой же, как и для одномерной, однако система уравнений будет уже с пятидиагональной матрицей. Неявные схемы безусловно устойчивы для всех значений $\Delta t / \Delta x^2$.

Также может использоваться комбинированная схема или схема Кранка-Николсона:

$$\begin{aligned} & \theta \left(\frac{p_{i,j+1}^{n+1} - 2p_{i,j}^{n+1} + p_{i,j-1}^{n+1}}{\Delta x^2} \right) + (1-\theta) \left(\frac{p_{i,j+1}^n - 2p_{i,j}^n + p_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} \right) = \\ & = \frac{p_{i,j}^{n+1} - p_{i,j}^n}{\Delta t}, \quad 0 < \theta < 1; \end{aligned} \quad (2.8)$$

При $\theta = 0$ – это явная схема;

$\theta = 1$ – неявная схема

К конечно-разностным схемам предъявляется ряд требований, при выполнении которых допускается их использование:

1. Конечно-разностные схемы должны аппроксимировать исходное дифференциальное уравнение.

2. Должна быть обеспечена сходимость. То есть при $\Delta x \rightarrow 0, p_{\text{разн}} \rightarrow p$ – точное решение.

3. Численная схема должна быть устойчивой. Пусть $\varepsilon_n = \left| p - p_{\text{разн}}^n \right|$, если $\frac{\varepsilon_{n+1}}{\varepsilon_n} \leq 1$, то схема устойчива.

Если разностная схема аппроксимирует уравнение и устойчива, то она является сходящейся.

В пакетах программ по моделированию используются два метода: Implicit – полностью неявный метод как по давлению, так и по насыщенности, IMPES – метод неявный по давлению, явный по насыщенности. При методе IMPES вначале неявно ищутся давления, затем, зная давления, явно ищутся насыщенности. Как говорилось выше при использовании явного метода приходится измельчать шаг по времени.

2.2. Типы сеток

Обычно используются сетки двух типов.

1. Блочная, где зависимые параметры вычисляются в центрах ячеек или блоков, значения параметров на границах блоков не определяют.

2. Узловая, где зависимые параметры вычисляются на пересечении линий сетки, на границах блоков значения параметров определяют в нескольких точках.

Различные конфигурации сеток удобно применять для различных граничных условий. Блочные сетки обычно используются для граничных условий типа Неймана, которыми определяется количество флюида, перетекающего через границу. Узловой тип сетки обычно используется, когда заданы граничные условия типа Дирихле. В этом случае задается значение функции на границе.

Неравномерные сетки. В большинстве случаев для моделирования пластов применяют неравномерные сетки. Они имеют неодн-

наковые шаги (промежутки), например, в направлениях x и y . Эти сетки используют для увеличения числа определений значений функции в тех областях, где требуется повышенная точность.

Возможность локального измельчения сетки позволяет пользователю улучшать разрешение модели только в конкретной области изучаемого месторождения. Эта опция используется при моделировании:

- эффектов конусообразования;
- горизонтальных скважин;
- взаимодействия между залежами;
- элементов сложной формы;
- вблизи линий разломов.

Существует два типа локального измельчения сетки. *Первый тип* – декартово измельчение сетки, которое представляет собой прямоугольную область, включающую в себя одну или более ячеек, измельченных до минимально необходимого размера. *Второй тип* – радиальное измельчение, в котором группа измельченных ячеек располагается радиально вокруг скважины. Радиальное измельчение обычно ориентировано в направлении ствола скважин.

Пример декартова измельчения вокруг каждой скважины приведен на рис. 1.

Противоположной является опция укрупнения сетки. Она дает возможность пользователю объединять смежные сеточные блоки в более крупные блоки, тем самым уменьшая число блоков, используемых для моделирования, и уменьшать время расчета. При этом свойства укрупненных блоков вычисляются из свойств составляющих его мелких блоков, используя операции усреднения по объему.

В VIP-EXECUTIVE опция геометрии угловой точки является мощным инструментом для построения трехмерных конечноразностных сеток. Это позволяет независимо задавать координаты восьми углов любого сеточного блока (гридблока). Данная возможность используется для представления нерегулярных границ резервуара, разломов и выклиниваний. Эта возможность обеспечивает инструмент для локального измельчения сетки и гибкого представления геометрии потока.

Обычно полученные конечноразностные сетки нерегулярны. В этом случае дополнительные силы затрачиваются для расчета объема блоков, толщин, глубин центров блоков, и межблоковой проводимости. Кроме того, сетки могут быть неортогональны, что создает дополнительные проблемы. Неортогональные сетки вносят члены с

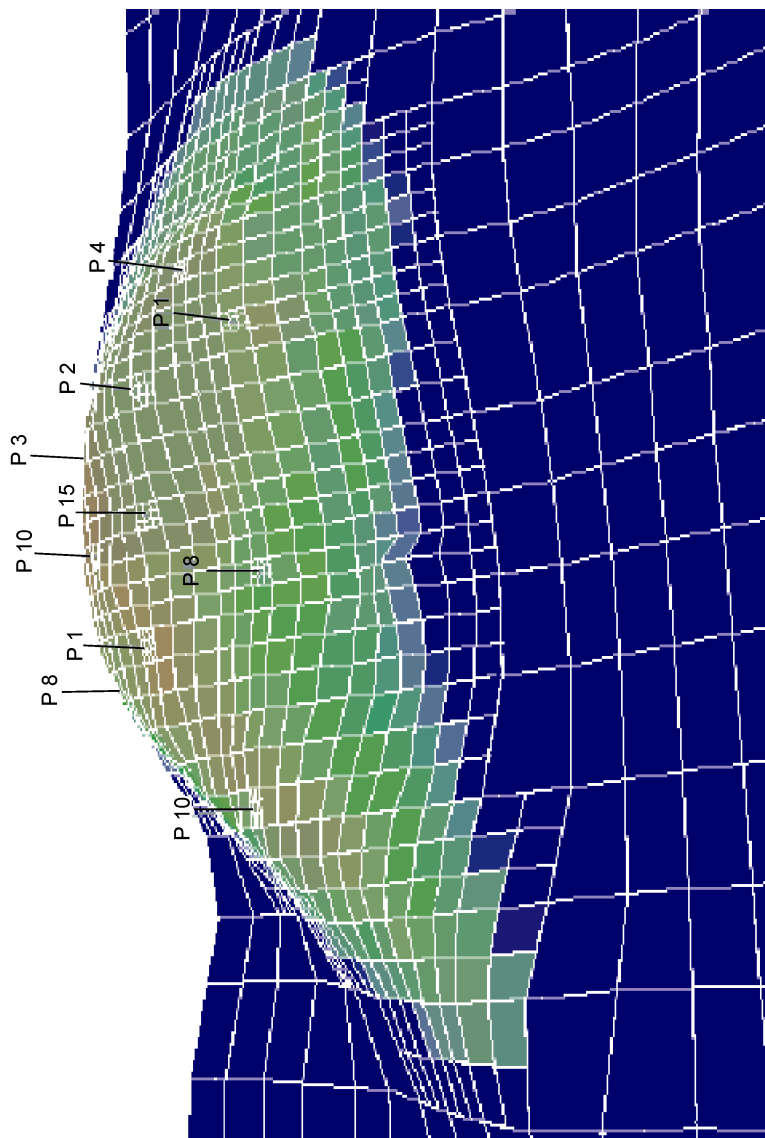


Рис. 1. Декартово измельчение вокруг каждой скважины

дополнительными смешанными производными. VIP-EXECUTIVE, как и другие пакеты моделирования, дискретизируют эти отношения неточно. Поэтому конечно-разностные решения при уменьшении размера сетки могут расходиться. Для преодоления этой проблемы нужно создавать сетку как можно ближе к ортогональной. Важна также ориентация сетки. Необходимо ориентировать сетку таким образом, чтобы основные фильтрационные потоки были бы ортогональны ее граням.

Специфической является сетка, предназначенная для моделирования течения в стволе скважины при совместной эксплуатации одной скважиной нескольких пластов. Ствол скважины при этом моделируется самым внутренним кольцом сеточных блоков радиальной сетки, в котором учитывается противоточное течение и накопление фаз в стволе скважины. Уравнения для потока в стволе скважины преобразуются в форму, аналогичную уравнению Дарси, и затем применяются к вертикальному потоку в пределах первого кольца сеточной системы.

В ряде пакетов программ (например, в Eclipse компании Schlumberger) для моделирования используются неструктурированные сетки, основанные на многоугольниках Вороного. Такие сетки удобны тем, что в основе своей содержат ячейки в виде шестигранников, поэтому для моделирования кругового потока нет необходимости увеличивать число ячеек или делать локальное измельчение сетки, или использовать радиальное измельчение. В этом случае удастся уменьшать размерность модели. Нам известны также сетки, являющиеся собой призмы, которые в горизонтальной проекции являются треугольниками, а в вертикальной прямоугольниками.

2.3. Решение системы конечно-разностных уравнений

Система линейных уравнений (2.7) может быть записана в виде

$$Ax = b, \quad (2.9)$$

где A – это трехдиагональная матрица, x – это искомая функция в узлах сетки, b – вектор. В случае если матрица A неособенная, то есть ее определитель не равен нулю, то система уравнений имеет единственное решение.

Решение системы конечно-разностных уравнений можно осуществлять прямыми или итерационными методами. Прямыми мето-

дами являются: правило Крамера, метод Гаусса, метод квадратных корней, схема Халецкого и др. Наиболее распространен метод Гаусса или метод последовательного исключения неизвестных. Итерационными методами являются метод Якоби, метод Гаусса-Зейделя, метод релаксации.

Рассмотрим **прямые методы**.

1. Правило Крамера или решение с помощью обратной матрицы.

Если $\det A \neq 0$, то существует обратная матрица A^{-1} . Умножая обе части уравнения (3.1) слева на матрицу A^{-1} получим

$$A^{-1}Ax = A^{-1}b \quad (2.10)$$

или

$$x = A^{-1}b \quad (2.11)$$

2. Метод Гаусса.

Решение системы линейных уравнений по методу Гаусса происходит в два прогона. Первый прогон обеспечивает прямой ход, т. е., строится эквивалентная система имеющая треугольную матрицу. Затем выполняется обратный ход – это процесс получения значений неизвестных. Этот метод решения уравнений является наиболее простым и надежным методом. Однако, существуют серьезные ограничения при практическом применении этого метода. Во-первых, при частом выполнении операции деления растет ошибка округления, во-вторых, затрачивается слишком много времени для решения больших задач (реальные задачи как правило большие). Однако, для маленьких задач этот метод может быть самым лучшим.

3. Метод квадратных корней.

Данный метод основан на представлении матрицы A в виде произведения двух транспонированных между собой треугольных матриц. Тогда уравнение 2.9 эквивалентно двум уравнениям $Bu = b$ и $Cx = u$. Решая последовательно эти уравнение, находим неизвестные.

4. Схема Халецкого

Метод основан представлении матрицы A в уравнении 2.9 в виде произведения двух треугольных матриц: нижней треугольной мат-

рицы B и верхней треугольной матрицей с единичной диагональю C , т. е. $A = BC$, где

$$B = \left(\begin{array}{cc|c} b_{11} & 0 & 0 \\ b_{21} & b_{22} & 0 \\ b_{n1} & b_{n2} & b_{nn} \end{array} \right) \text{ и } C = \left(\begin{array}{cc|c} 1 & c_{12} & c_{1n} \\ 0 & 1 & c_{2n} \\ 0 & 0 & 1 \end{array} \right). \quad (2.12)$$

При большом числе неизвестных линейной системы нахождение решения удобнее искать итерационными методами.

1. Метод Якоби (метод простой итерации).

Метод простой итерации – один из простейших итерационных методов. Хотя метод Якоби не всегда приемлем для большинства задач, он представляет собой удобную отправную точку для обсуждения итерационных методов. Итак, имеем исходное уравнение 2.9, где диагональные элементы матрицы A ненулевые. Тогда метод Якоби имеет вид

$$x_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left[b_i - \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n a_{ij} x_j^k \right], i = 1 \dots n, k = 0, 1, \dots \quad (2.13)$$

где верхние индексы указывают номер итерации и предполагается, как и для всех итерационных методов, что $x_1^0 \dots x_n^0$ представляют собой заданную аппроксимацию решения системы.

Метод Якоби хорошо сходится, если модули диагональных коэффициентов системы велики по сравнению с модулями недиагональных коэффициентов. Начальный вектор в процессе итерации может быть взят произвольный.

2. Метод Гаусса-Зейделя.

Данный метод является модификацией метода Якоби. При вычислении неизвестной на текущем временном шаге учитываются уже вычисленные неизвестные с текущего временного шага.

$$x_i^k = \frac{1}{a_{ii}} \left[b_i - \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n a_{ij} x_j^{\begin{cases} k, & i < j \\ k-1, & i > j \end{cases}} \right], i = 1 \dots n, k = 0, 1, \dots \quad (2.14)$$

Метод Гаусса-Зейделя обычно сходится лучше, чем метод Якоби, но требует громоздких вычислений.

3. Метод релаксации.

Суть метода заключается в том, что на каждом шаге обращают в нуль максимальную по модулю невязку путем изменения соответствующей компоненты приближения. Процесс заканчивается, когда все невязки последней итерации равны нулю с заданной точностью.

$$x_i^k = \frac{1}{a_{ii}} \left[(1-\omega) a_{ij} x_j^{k-1} + \omega b_i - \omega \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n a_{ij} x_j^{\begin{cases} k, & i < j \\ k-1, & i > j \end{cases}} \right], i = 1 \dots n, k = 0, 1, \dots \quad (2.15)$$

При $\omega=1$ получаем метод Гаусса-Зейделя, при $\omega>1$ метод верхней релаксации, $\omega<1$ метод нижней релаксации.

ГЛАВА 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ

От полноты и качества геологической информации зависят результаты построения 3-х мерных геологических и гидродинамических моделей. Поэтому основной задачей является получение максимально достоверной и достаточно полной информации о геологическом строении залежи и ее нефтеносности.

При построении геологической модели используются следующие основные данные [4]:

- скважинные данные (номер скважины, альтитуда и координаты устья, текущий статус, глубина забоя, измеренная глубина залегания кровли и подошвы продуктивных пластов и пластов реперов);
- данные замеров инклинометрии скважин (глубина, угол отклонения от вертикали, азимут искривления);
- данные интерпретации 3D или 2D сейсмики;
- оцифрованные кривые каротажных диаграмм следующих геофизических методов: индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), кавернометрия, стандартный каротаж;
- непрерывные значения геофизических исследований скважин (ГИС) с постоянным шагом по глубине (т.е. цифровая запись кривых коэффициента пористости, проницаемости, начальной нефтенасыщенности, эффективной нефтенасыщенной толщины, группы породы);
- каталог геолого-геофизических данных содержащий поинтервальные значения параметров пористости, проницаемости, нефтенасыщенности и т. д.;
- если моделируется месторождение трещинно-порового типа, то необходимы данные о направлении, густоте трещин, пористости, проницаемости трещин;
- данные о водонефтяном контакте по каждому поднятию;

Маркшейдерской службой предприятия присваивается номер скважине, и определяются ее координаты.

Данные по инклинометрии (кривизне) скважины позволяют проследить всю траекторию от устья скважины до ее забоя, определить координаты пластопересечений. Эти данные замеряются после бурения скважин прибором, который называется инклинометр. Для скважин, которые пробурены в последнее время, инклинометрия поступает от геофизиков в электронном виде. Для старых скважин инклинометрия существует на бумажных носителя в фондах геофизиков. Такую инклинометрию нужно оцифровывать и заносить в ба-

зу данных. Отбивки кровли, подошвы пластов и реперов определяют по форме каротажных кривых.

Одним из важнейших видов данных для создания модели являются данные интерпретации сейсмоки. Наличие этих данных особенно необходимо на начальной стадии разработки месторождения, когда мы имеем дело с редкой сеткой скважин, и не ясен контур залежи. В этом случае данные сейсмоки позволяют нам определить положение структурных ловушек на месторождении, оконтурить залежи. Не менее важно то, что данные сейсмоки позволяют определить наличие разломов на месторождении, их расположение, протяженность, взаимосвязь. Корректное описание разломов позволяет правильно задать в модели гидродинамическую связь между скважинами, участками, правильно моделировать движение жидкости в пласте, распределение давления.

Пористость. Понятие пористость означает наличие в породе пустого пространства.

Поры по своим размерам подразделяются на сверхкапиллярные $> 0,5$ мм, капиллярные от 0,0002 до 0,5 мм, субкапиллярные $< 0,0002$ мм.

В капиллярных порах большую роль в движении жидкости играют капиллярные силы. В субкапиллярных порах движения жидкости не происходит ввиду ее связи капиллярными силами со скелетом породы.

Коэффициентом пористости называется отношение объема пор в исследуемой породе к объему породы

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V} . \quad (3.1)$$

Иногда выделяют понятие эффективной пористости, как отношение объема пор в которых есть движение жидкости к общему объему породы

$$m = \frac{V_{\text{эфф}}}{V} . \quad (3.2)$$

Значение коэффициента пористости изменяется от 0 до 0,476 и зависит от упаковки зерен породы, т. е. зависит от типа породы и от глубины залегания пласта (от горного давления).

В зависимости от значения пористости породы подразделяются на высокопористые, повышенно-пористые, среднепористые, пониженно-пористые, низкопористые.

$m > 0,2$ – высокопористые породы;

$m = 0,15 \dots 0,2$ – повышенно-пористые;

$m = 0,1 \dots 0,15$ – среднепористые;

$m = 0,05 \dots 0,1$ – пониженно-пористые;

$m < 0,05$ – низкопористые.

Значение пористости определяется:

– по данным исследования керна;

– по данным ГИС;

Пористость может изменяться в процессе разработки с изменением давления.

$$m = m_0 [1 + c(p - p_0)] . \quad (3.3)$$

Проницаемость. Проницаемостью называется способность породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Проницаемость количественно характеризует свойства коллектора заполненного одним флюидом. Такая проницаемость также называется абсолютной.

Единицей измерения проницаемости является м^2 или Дарси.

1 Дарси $\approx 1,0 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Единица измерения Дарси названа так в честь французского гидролога, который изучал движение воды в пористых средах. Им был получен эмпирический закон.

Согласно закону Дарси:

$$v = \frac{Q}{S} = \frac{k_{\text{пр}}}{\mu} \frac{p_1 - p_2}{l} \quad (3.4)$$

При движении в пласте нескольких фаз проницаемость каждой фазы отличается от абсолютной проницаемости породы. В таком случае говорят об эффективной (фазовой) проницаемости.

$$k_{\text{эфф}} = k_{\text{абс}} \cdot k_{\text{отн}} \quad (3.5)$$

Относительная проницаемость – это безразмерная величина, показывающая во сколько раз изменится эффективная проницаемость

какой-либо фазы при текущей насыщенности по сравнению абсолютной проницаемостью. Считается, что относительная проницаемость зависит только от водонасыщенности. Относительная проницаемость изменяется от 0 до 1. Типичный вид зависимостей относительных фазовых проницаемостей приведен на рис 2.

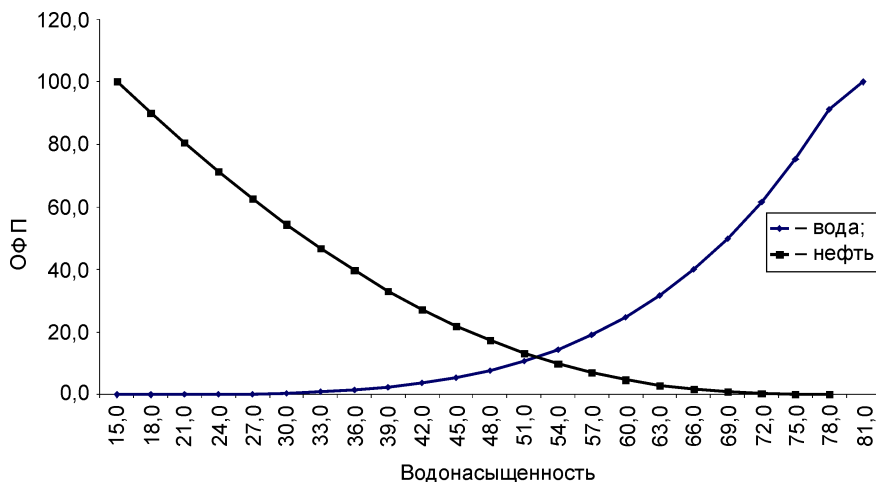


Рис. 2. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности для Миннибаевской площади

Абсолютная проницаемость может быть получена из нескольких источников:

1. Гидродинамические исследования;
2. Корреляционные зависимости по данным ГИС;
3. По данным исследования керна;
4. По данным соседних месторождений со схожими параметрами пласта.

Перед определением абсолютной проницаемости керн сначала экстрагируют, то есть удаляют из образца нефть и связанную воду, а затем по формуле Дарси определяют проницаемость.

Относительные проницаемости могут быть определены:

1. по данным исследования керна;
2. с помощью капиллярных давлений;
3. по промысловым данным работы скважин;
4. по опубликованным зависимостям.

Коэффициенты нефте- и водонасыщенности определяются как отношение объема, занятого соответствующей фазой к открытому объему пласта.

$$s_o = V_o / (mV), \quad (3.6)$$

$$s_w = V_w / (mV). \quad (3.7)$$

где s_o – нефтенасыщенность; s_w – водонасыщенность; V – объем пласта; V_o – объем, занятый нефтью; V_w – объем, занятый водой; m – пористость.

Для нефтяного пласта $s_o + s_w = 1$.

Нефтенасыщенность выше водонефтяного контакта равна единице минус значение связанной воды. Нефтенасыщенность в переходной зоне определяется по капиллярным давлениям.

Капиллярное давление возникает на границе между двумя несмешивающимися жидкостями и равно разности давлений каждой фазы

$$p_k = p_n - p_v. \quad (3.8)$$

$$p_1 - p_2 = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (3.9)$$

где R_1 , R_2 – радиусы кривизны контактных поверхностей (зависят от насыщенности); σ – коэффициент поверхностного натяжения.

При моделировании считается, что капиллярное давление зависит только от насыщенности.

При моделировании можно задавать J -функцию Леверетта вместо капиллярного давления. Это универсальная функция для разных пористых сред. J -функция определяется следующим образом:

$$J(s_w) = \frac{P_k}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{m}}, \quad (3.10)$$

где P_k – капиллярное давление; θ – угол смачивания; K – проницаемость; m – пористость.

Свойства флюидов. Вязкость – это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению частиц при ее движении.

Вязкость – это динамическая характеристика, которая прямо пропорционально зависит от давления и обратно пропорционально зависит от температуры и количества растворенного газа.

Единицы измерения вязкости: мПа·с или сПз.

Нефти по вязкости различают:

- с незначительной вязкостью – менее 1 мПа·с;
- маловязкие – от 1 до 5 мПа·с;
- повышенно вязкие – от 5 до 25 мПа·с;
- высоковязкие – более 25 мПа·с.

Вязкость замеряется в лабораторных условиях.

Давлением насыщения называется давление, при достижении которого из нефти начинается выделение растворенного газа. В этом случае нефть называется насыщенной.

Величина давления насыщения зависит от пластовой температуры, количества и состава растворенных газов.

Объемным коэффициентом нефти называют отношение объема пластовой нефти к объему сепарированной из нее при стандартных условиях нефти.

$$B_n = \frac{V_{н.пл.}}{V_{н.дег.}} = \frac{\rho_{н.дег.}}{\rho_{н.пл.}} \quad (3.11)$$

B_n изменяется от 1,2 до 1,8.

$$\text{Коэффициент усадки} \quad E = \frac{V_{н.пл.} - V_{н.дег.}}{V_{н.пл.}} = \frac{B_n - 1}{B_n} \quad (3.12)$$

Пересчетный коэффициент – это величина обратная объемному коэффициенту:

$$\theta = \frac{1}{B_n} \quad (3.13)$$

Коэффициентом сжимаемости называется изменение объема при увеличении давления на 1 атмосферу.

$$\beta_{\text{н}} = \frac{1}{V_{\text{н}}^0} \frac{\partial V_{\text{н}}}{\partial p} = \frac{1}{\rho_{\text{н}}} \frac{\partial \rho_{\text{н}}}{\partial p} = \frac{1}{B_{\text{н}}} \frac{\partial B_{\text{н}}}{\partial p}. \quad (3.14)$$

Коэффициент сжимаемости нефти меняется от $6 \cdot 10^{-5}$ до $18 \cdot 10^{-5} \text{ атм}^{-1}$.

Коэффициент сжимаемости воды имеет порядок величины: 10^{-6} атм^{-1} .

Коэффициент сжимаемости горных пород порядок величины: 10^{-5} атм^{-1} .

Плотность и объемный коэффициент флюидов зависят от давления.

Для слабосжимаемого флюида:

$$\rho = \rho_0 [1 + c(p - p_0)], \quad (3.15)$$

$$B = B_{\text{нас}} [1 - c(p - p_0)]. \quad (3.16)$$

Для сжимаемых флюидов

$$\rho = \rho_0 \exp[c(p - p_0)], \quad (3.17)$$

$$B = B_{\text{нас}} \exp[-c(p - p_0)]. \quad (3.18)$$

Газосодержанием называется количество газа растворенного в единице объема пластовой нефти.

$$R_{\text{г}} = \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{пн}}}, \text{ измеряется в } \text{м}^3/\text{м}^3.$$

В среднем газосодержание принимает значения от 30 до $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Газосодержание зависит от давления. При давлениях выше давления насыщения газосодержание не изменяется, при снижении давления ниже давления насыщения газосодержание снижается от $R_{\text{г}}$ до 0.

Коэффициенты сжимаемости и газовый фактор определяются в лабораторных условиях.

ГЛАВА 4. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И РЕМАСШТАБИРОВАНИЕ

Геологическую модель иногда называют статической моделью, поскольку она описывает состояние пласта на момент начала разработки месторождения. Создание геологической модели начинают с определения концепции геологического строения, которую необходимо заложить в модель. Это определение основных особенностей осадконакопления и тектонических процессов, которые происходили в процессе формирования залежи. Например:

- имеем ли мы дело с морскими отложениями или с речными;
- существуют ли геологические тела, какой они формы и размеров;
- существует ли трещиноватость и каково направление трещин;
- существуют ли разломы, какого они типа;
- граница смены коллектора на неколлектор представлена выклиниванием или замещением;
- водонефтяной контакт горизонтальный или наклонный и т. д.

После определения основных концепций геологического строения производится анализ исходных данных для моделирования на соответствие их заложенным концепциям. В случае обнаружения противоречий изменяют некоторые представления о геологическом строении залежи. Если исходные данные не противоречат нескольким, порой противоположным концепциям, тогда производят построение нескольких реализаций модели. Одна из возможных методик выбора из нескольких геологических концепций описана в главе 8.2.

Перед началом построения модели нужно провести оценку качества данных. Для предварительной оценки качества проинтерпретированных данных, находящихся в базе, используются специализированные программы контроля [5]. Но, в основном, задача выявления ошибок и их устранения решается в процессе создания геологических моделей, особенно на самой первой стадии этого процесса – построение структурной карты по подошве верхнего репера, карт толщин и карт распределения параметров по пластам.

Геологическая модель состоит из структуры (геометрии) пласта и свойств пласта. Структуру пласта называют структурной моделью. Совокупность свойств пласта объединяется в литолого-фациальной модели, петрофизической модели и модели насыщения. Свойства

пласта могут быть различные. В обязательном порядке в геологической модели должны присутствовать те свойства, которые в дальнейшем будут использованы в гидродинамической модели. Это коэффициенты пористости, проницаемости, водо и газонасыщенности. Кроме того, в модели могут быть и другие свойства, например, коэффициент глинистости, песчанистости, расчлененности, вытеснения и др.

Структурная модель может состоять из структурных поверхностей кровли и подошвы каждого пласта и поверхности разломов. Может содержать структурные поверхности кровли каждого пласта и сетки толщин каждого пласта. Может содержать структурную поверхность кровли одного пласта и толщины между всеми структурными поверхностями. Вариантов может быть много.

Моделирование структурных поверхностей также может быть разным. Можно моделировать их независимо друг от друга по гипсометрическим отметкам скважин соответствующего пласта. В этом случае возможны пересечения сеток структур. Более корректным на наш взгляд является совместное моделирование сеток. Широко известен метод схождения. При использовании этого метода в качестве базовой поверхности для построения принимается верхний репер, при этом требуется его выделение в 100 % скважин. Далее строится структурная сетка верхнего репера, затем сетка интервала от данного репера до близлежащего пласта. Сложив построенные сетки, получим кровлю искомого пласта. Затем строится сетка толщины этого пласта и прибавляется к сетке кровли пласта, получим сетку подошвы искомого пласта. И так далее, до тех пор, пока не будут определены все структурные поверхности, слагающие объект моделирования.

В процессе построения структурной карты по подошве верхнего репера и карт толщин между поверхностями пластов выявляются неправильные координаты устья скважин, неправильные значения альтитуды, неверно отбитые отметки кровли и подошвы пластов, ошибки в данных кривизны скважин.

При традиционном подходе к интерпретации ГИС в базу данных заносится информация об отметках глубин практически только пластов-коллекторов и основных реперов. Создание наиболее достоверной модели возможно при наличии границ пластов от кровли верхнего до кровли нижнего и характеристик пластов по всей глубине их залегания. Однако в базе данных присутствует информация только по пластам-коллекторам. Эта особенность не позволяет напрямую по имеющимся в базе данным о границах пластов в скважи-

нах рассчитывать сетки структурных поверхностей пластов. Образуются многочисленные пересечения поверхностей друг с другом, вызванные несовпадением количества и расположения точек с данными на каждой структурной поверхности. Идеальным вариантом было бы восстановление отметок глубин для аналогов пластов-коллекторов по первичным материалам ГИС в 100 % скважин. В условиях значительного количества скважин провести автоматизированную детальную корреляцию пластов не представляется возможным. Эта задача решается путем выбора соответствующего метода построения [6] и создания технологии математического моделирования структурных поверхностей в зонах отсутствия отметок пластов в интеграции с интерпретацией данных в скважинах для выделения пластов-аналогов.

Для выделения в скважинах пластов-аналогов в ТатНИПИнефть разработана методика и компьютерная программа. Программа выделяет пласт-аналог в каждой скважине исключительно в зонах неколлектора пропорционально общему геолого-статистическому разрезу (ГСР).

Построение геологической модели в институте ТатНИПИнефть производится в пакете IRAP RMS компании Roxar.

Для построения структурных карт используется метод наименьших квадратов, радиус учета контрольных точек (скважин) для месторождений платформенного типа – 2500 м, шаг сетки 50×50 м. Перечисленные параметры были выбраны путем подбора и на основе существующей системы разработки объектов Ромашкинского месторождения [7]. Плотность сетки скважин равна в среднем 350...400 м. Увеличение радиуса учёта контрольных точек значительно увеличивает расчётное время, а, учитывая, что размер каждой ячейки равен 50×50 м (это в среднем по пять-шесть ячеек между скважинами), детальность построения структурных границ и атрибутов модели остаётся практически неизменной.

Как говорилось выше, в петрофизической модели могут быть различные свойства пласта. Каждое свойство – это трехмерный параметр модели и методы его построения могут быть разными. Описание методов построения параметров заслуживает отдельного рассмотрения и выходит за рамки данной книги. Скажем только, что распределение параметров в трехмерном пространстве можно производить с помощью детерминированных и стохастических (вероятностных) методов. К детерминированным методам относится интерполяция параметров (линейная или нелинейная), кусочно-

постоянное задание параметров. При стохастическом моделировании создается множество реализаций трехмерной сетки. При этом в ячейках, через которые проходят скважины значение параметра должно совпадать со скважинными данными, а в межскважинном пространстве оно определяется на основе алгоритмов использующих случайное распределение чисел.

Построение литолого-фациальной модели продуктивных пластов проходит в два этапа. На первом этапе происходит интерполяция параметра коллектора, рассчитанного вдоль ствола скважин по результатам интерпретации ГИС. Для каждого продуктивного пласта определяется граничное значение этого параметра, позволяющее воспроизвести в моделируемом объекте необходимую величину объема коллектора.

На втором этапе, каждой ячейке модели присваивается индекс коллектора или не коллектора. Критерием отнесения ячеек к той или иной группе пород является значение эффективной толщины ячейки. В случае если величина эффективной толщины составляла меньше граничного значения, ячейка относилась к не коллектору в противном случае – к коллектору.

Для интерполяции атрибутов используются следующие алгоритмы: для пористости – средневзвешенное, для группы породы – ближайшее соседнее значение. Алгоритм средневзвешенного придает вес данным в зависимости от расстояния до центра рассчитываемой ячейки. Этот алгоритм расчетов более точно учитывает исходные данные. В нем используется следующая формула [8]:

$$v = \frac{\sum_{i=1}^n w(r_i, R) \cdot Z_i}{\sum_{i=1}^n w(r_i, R)}, \quad (4.1)$$

где V – окончательное значение в ячейке; w – весовая функция; r_i – расстояние от интерполируемой точки; R – радиус поиска; n – общее количество используемых значений; Z – значение в скважине.

Весовая функция рассчитывается следующим образом:

$$w(r, R) = \left(1 - \frac{r}{R}\right)^2 \left(\frac{R}{r}\right)^x, \quad (4.2)$$

где w – весовая функция; r – расстояние от интерполируемой точки; R – радиус поиска; x – степенной коэффициент.

Проницаемость нельзя интерполировать линейно, так как характер ее распространения логарифмический. Поэтому возможны два пути создания поля проницаемости.

– *первый способ* не предполагает интерполяцию проницаемости вообще, а заключается в создании поля проницаемости при наличии поля пористости. После того, как будет построено трехмерное поле пористости, можно применить зависимость проницаемости от пористости к данному полю и получить поле проницаемости. Можно использовать одну зависимость, а можно для каждой группы пород задавать собственную зависимость.

– *второй способ* основан на том, что зависимость проницаемости от пористости носит экспоненциальный характер, а пористость интерполируется линейно. Поэтому находится логарифм скважинных данных проницаемости и получается аналог поля пористости, который интерполируется линейно. К полученному трехмерному полю логарифма проницаемости применяется функция экспоненты и находится искомое поле проницаемости.

При петрофизическом моделировании залежей в карбонатных отложениях обычно используют следующие значения: степенного коэффициента, равное четырем; радиуса поиска, равное 2500 м; число секторов поиска, равное восьми.

Каждой ячейке модели присваивается значение параметра пласта:

- общей толщины;
- эффективной толщины;
- эффективной пористости;
- проницаемости, абсолютной глубины кровли.

Для получения эффективных характеристик объемных параметров (толщины, пористости) используются их средневзвешенные значения. Для осреднения проницаемости обычно используются среднегармонические значения.

Средневзвешенные значения рассчитываются по формуле [9]:

$$\frac{\sum_{i=1}^n w_i A_i}{\sum_{i=1}^n w_i}. \quad (4.3)$$

Среднегармонические значения рассчитываются по формуле:

$$\left[\frac{\sum_{i=1}^n \frac{w_i}{A_i}}{\sum_{i=1}^n w_i} \right]^{-1}, \quad (4.4)$$

где w_i – весовая функция (объем ячейки).

Для расчета значений коэффициента водонасыщенности геологической модели может быть использована методика построения модели переходной зоны. Эта методика включает:

- установление абсолютной отметки уровня зеркала воды для моделируемого пласта;
- построение модели переходной зоны пласта, заключающееся в получении зависимостей водонасыщенности от коэффициента пористости и высоты интервала относительно зеркала воды;
- расчет значений в ячейках геологической сетки в зависимости от пористости и высоты над уровнем ВНК;
- определение невязок в контрольных точках между средними значениями по скважинам и значениями по модели переходной зоны;
- расчет и введение невязок в значения коэффициента водонасыщенности, полученных по модели переходной зоны.

Уровни ВНК принимаются из документа по подсчету запасов нефти.

Для построения модели переходной зоны выбираются контрольные скважины, не затронутые разработкой на дату бурения и равномерно расположенные по площади, как в чисто нефтяной, так и в водонефтяной зонах.

По данным в контрольных скважинах строится кросс-плот в координатах $\Delta H_{\text{ВНК}} - K_{\text{во}}$ (высота от ВНК – коэффициент водонасыщенности), на который наносится облако точек сгруппированных по значениям коэффициента пористости через 1 % его изменения (рис. 3). Для каждой группы точек определяется зависимость, которая задана уравнением вида:

$$K_{\text{в}} = K_{\text{во}} + (1 - K_{\text{во}})e^{a \cdot H},$$

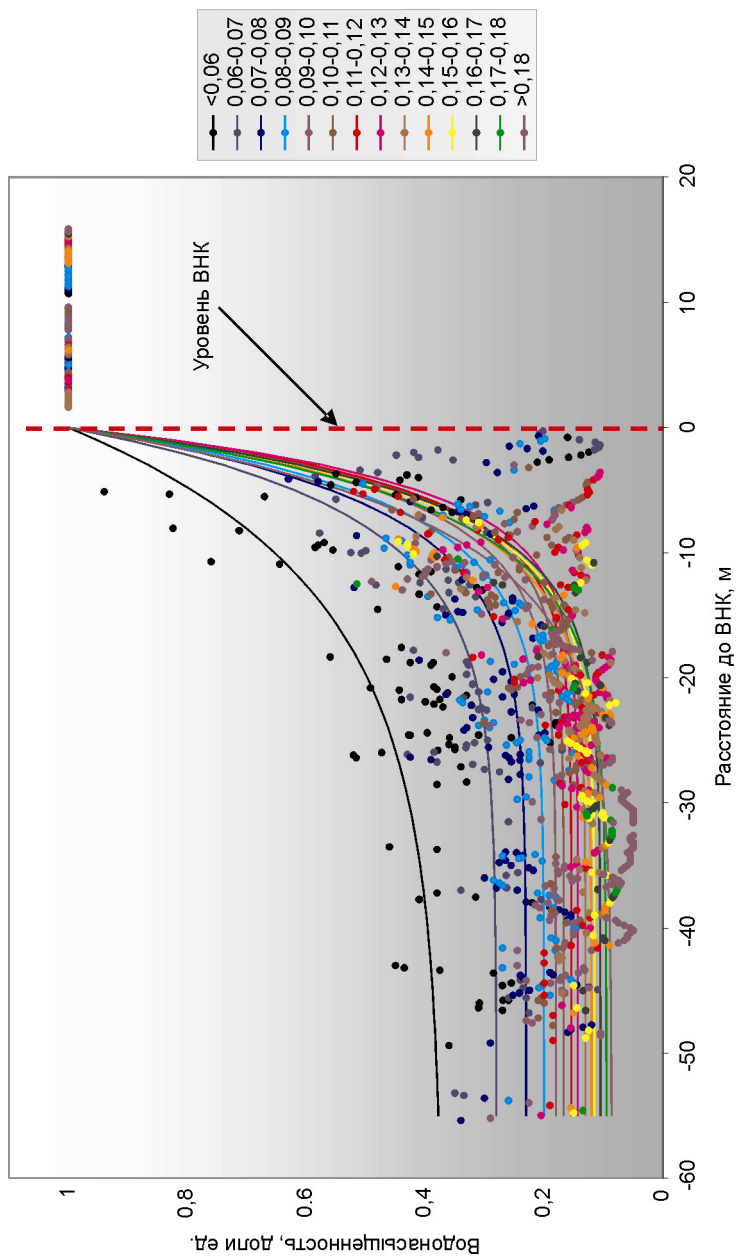


Рис. 3. Модель переходной зоны для расчета цифровых сеток водонасыщенности

где H – высота коллектора от ВНК; $K_{\text{во}}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности в предельно нефтенасыщенной части коллектора; a – эмпирический коэффициент.

По найденным значениям остаточной водонасыщенности устанавливается ее зависимость от пористости и строится куб нефтенасыщенности.

Заключительным этапом построения геологической модели является оценка геологических запасов нефти, которая производится объемным методом с использованием полученных кубов пористости, нефтенасыщенности, песчанистости.

После построения геологической модели обязательным этапом является оценка ее качества. Заметим сразу, что никогда нельзя быть уверенным в качестве геологических построений, не проведя этапа гидродинамического моделирования и воспроизведения истории разработки. Например, существуют мнение некоторых специалистов по моделированию, что необходимо создать множество реализаций геологической модели объекта моделирования (несколько десятков), и та геологическая модель, на которой наиболее успешно будет воспроизведена история разработки, и будут считаться самой адекватной. Не отвергая данное положение, считаем, что воспроизведение истории разработки это неоднозначный процесс и его успешность на разных геологических моделях сильно зависит от затраченных усилий и времени.

Качество геологической модели и ее адекватность реальной геологии залежи оценивается экспертно. При этом учитываются интегральные характеристики залежи. Необходимым, но не достаточным условием является воспроизведение на модели утвержденных запасов. В методических рекомендациях по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, утвержденных МПР РФ в 2007 г., применительно к геологической модели говорится следующее. «Созданная модель считается достоверной, если расхождение при определении подсчетных параметров и оценке начальных геологических запасов углеводородов не превышает $\pm 5\%$ ». Под подсчетными параметрами имеется ввиду объем нефте-/газонасыщенных пород, площади нефте-/газонасыщенности, средняя эффективная нефте-/газонасыщенная толщина, средний коэффициент пористости, средний коэффициент начальной нефте-/газонасыщенности, расчлененность, песчанистость. Кроме этого строятся и сопоставляются гистограммы распределения параметров пласта полученные по исходным данным и по трехмерной модели,

которые также оцениваются экспертно. На рис. 4–6 проведено сопоставление доли коллектора, пористости и проницаемости по трехмерной модели и данным скважин.

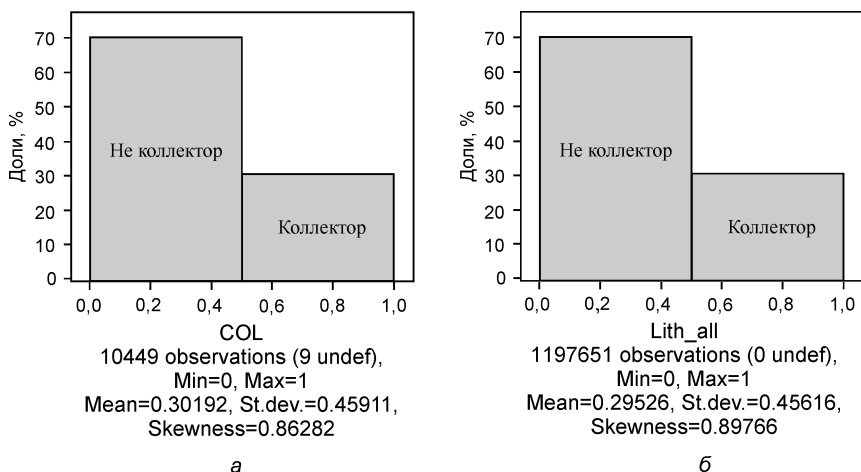


Рис. 4. Сопоставление доли коллектора и не коллектора в скважинах (а) и (б) по трехмерному кубу

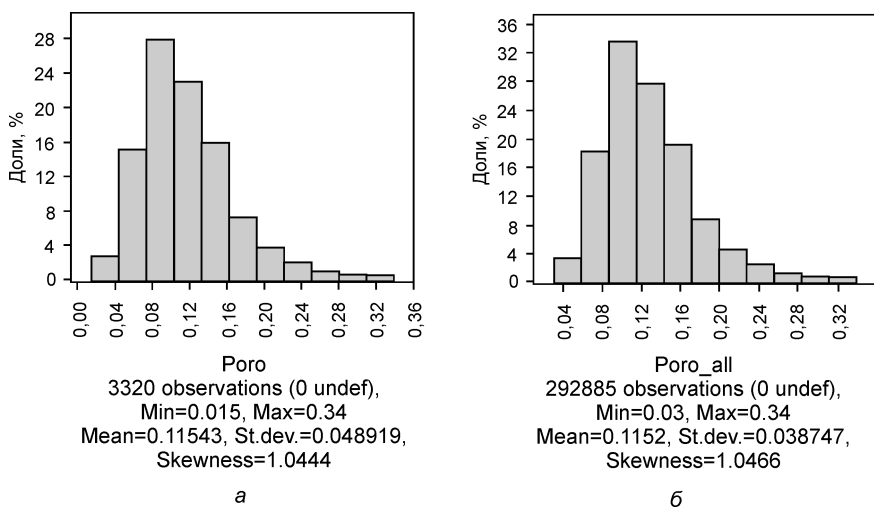


Рис. 5. Сопоставление пористости пласта в скважинах (а) и (б) по трехмерному кубу

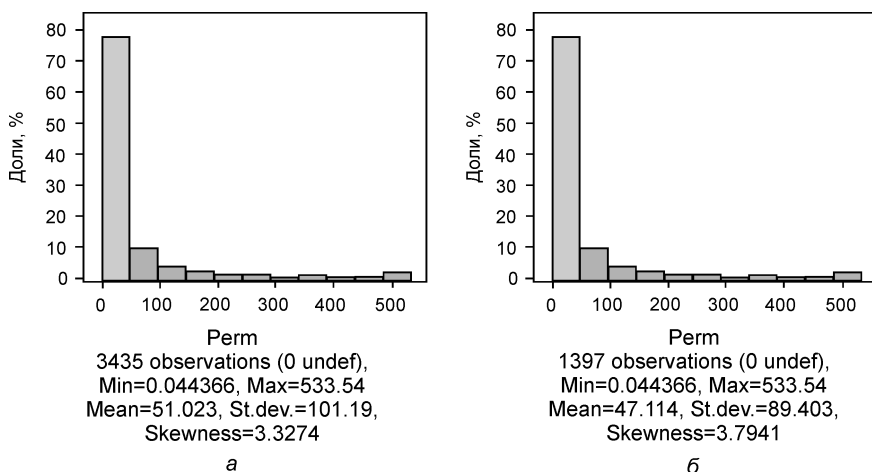


Рис. 6. Сопоставление проницаемости пласта в скважинах (а) и (б) по трехмерному кубу

После этапа геологического моделирования строится гидродинамическая модель, которая использует эту геологию для расчетов фильтрации. На сегодняшний день детальные геологические модели содержат десятки и сотни миллионов ячеек. Уровень современной вычислительной техники и алгоритмов позволяет проводить расчеты на гидродинамических моделях состоящих из сотен тысяч, реже нескольких миллионов ячеек. В связи, с этим актуальной является проблема перевода подробной геологической модели в более грубую гидродинамическую. Процедура такого перевода называется ремасштабирование или upscaling. (Наиболее подробно проблема ремасштабирования освещена в монографии Э.С. Закирова «Upscaling в 3D компьютерном моделировании».)

Модель после ремасштабирования должна сохранить структуру геологического объекта, песчаные и глинистые тела, разломы, запасы нефти. В методических указаниях, по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений Минэнерго РФ за 2001 г., определено допустимое отличие между запасами в геологической и фильтрационной моделями не более 2...3 %. В методических рекомендациях по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, утвержденных МПР РФ в 2007 г. допустимое отличие составляет ± 10 %. Близкими должны быть не только абсолютные величины запасов, но их распределение по пластам, блокам, участкам, геологическим телам. Кроме

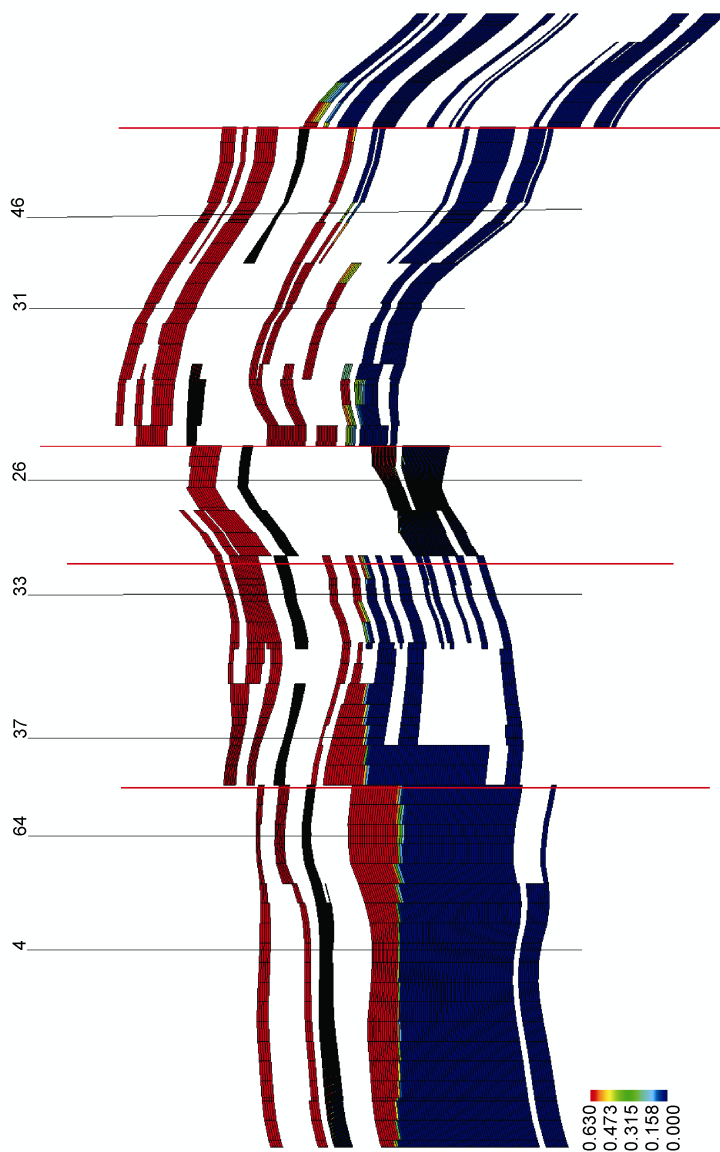


Рис. 7. Геологическая модель до осреднения содержит 133 слоя

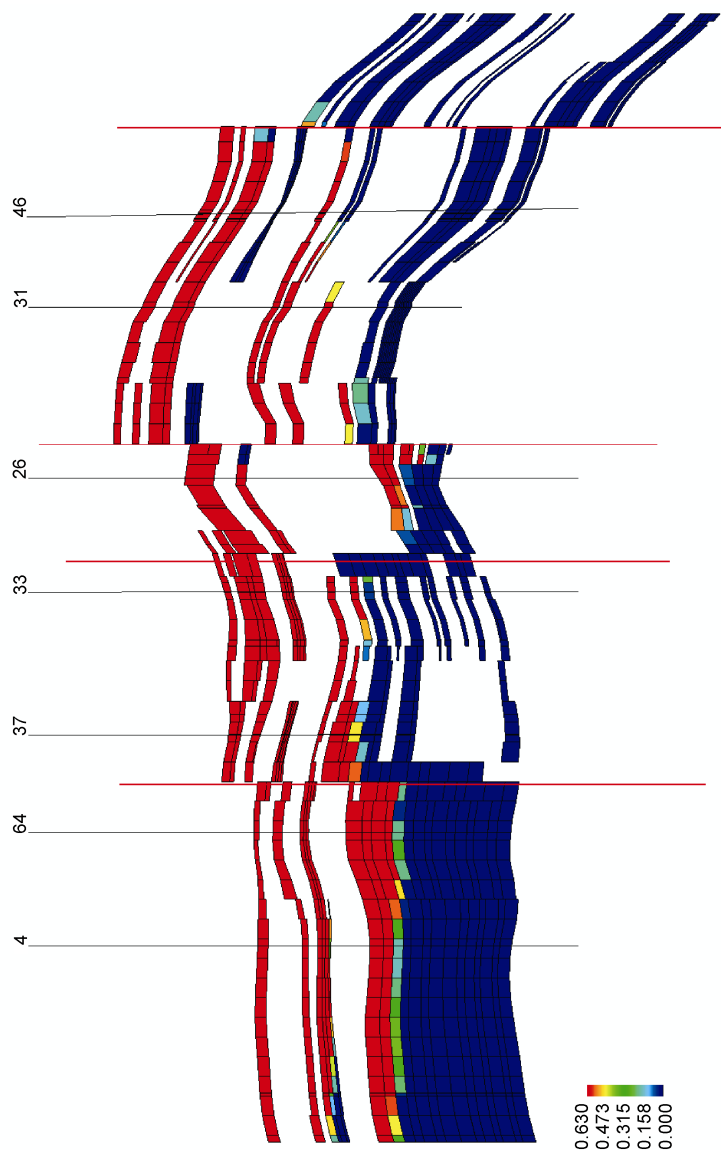


Рис. 8. Модель после осреднения содержит 20 слоев

этого, строятся и сопоставляются гистограммы распределения параметров пласта, полученные по геологической и гидродинамической моделям, которые также оцениваются экспертно.

Наибольшую сложность представляет ремасштабирование проницаемостей, их нельзя просто усреднить по какой либо методике. Необходимо добиться идентичности фильтрационных процессов на геологической и гидродинамической сетках. В IRAP RMS существует возможность произвести расчеты однофазной фильтрации с помощью трубок тока на оригинальной геологической модели и на ремасштабированной модели. В случае визуального совпадения на карте трубок тока и в случае близкого времени обводнения скважин на двух моделях считается, что модель осреднена правильно. Этот способ помогает определить достаточную степень огрубления модели, а также требуемое поле проницаемости.

В ТатНИПИнефть для ремасштабирования используется программа AutoLink. Данная программа позволяет сохранять неоднородность геологических тел и фильтрационных характеристик пласта за счет введения в модель гидродинамических эквивалентов – модифицированных ОФП и остаточных значений нефтенасыщенности. На рис. 7, 8 представлен вариант осреднения модели по программе AutoLink. Как видно осреднение прошло без потери структурной неоднородности и без потери пропластков и их связи.

ГЛАВА 5. ЗАДАНИЕ СВОЙСТВ ФЛЮИДОВ

При моделировании процесса разработки необходимо многократно оценивать изменяющиеся свойства флюидов. От изменения давления зависят следующие свойства флюидов:

- 1) пластовые объемные коэффициенты B ;
- 2) вязкость флюидов μ ;
- 3) растворимость газа в нефти R_{sh} .

Значения этих параметров обычно определяют при лабораторных исследованиях пластовых проб флюидов. При таких исследованиях определяют соотношения давления, объема и температуры (PVT).

Свойства воды.

Полагают, что вязкость воды постоянная (вводится пользователем). Пересчетный коэффициент для воды (величина, обратная объемному коэффициенту), B_w , определяется следующим образом

$$B_w = B_{wo}[1 + C_w(P_o - P_{ref})], \quad (5.1)$$

где B_{wo} является пересчетным коэффициентом воды (выраженным как баррели поверхностные/баррели пластовые) при начальном давлении P_{ref} , и C_w представляет собой сжимаемость водной фазы.

Моделирующую программу VIP-EXECUTIVE в условиях поддержания пластового давления используют в режиме обычной модели Black-oil [10].

Модель Black-oil.

В модели Black-oil все свойства углеводородных флюидов вводятся в табличном виде. Пользователь должен предоставить данные дифференциального разгазирования нефти. Они включают газосодержание (R_s , в SCF/STB остаточной нефти), объемный коэффициент (B_o , в RB/STB остаточной нефти), коэффициент сверхсжимаемости газа (Z_g), объемный коэффициент газа (B_g , в RB/MSCF), плотность газа по воздуху в стандартных условиях (G_r) и вязкости нефти и газа (μ_o и μ_g) как функции давления насыщения. (Следует заметить, что как газосодержание, так и объемный коэффициент относятся к остаточной нефти в стандартных условиях, а не к товарной нефти.) В типичных лабораторных отчетах объемный коэффициент в такой форме

очень часто именуется относительным объемом нефти. Такая форма дает возможность пользователю непосредственно ввести лабораторные данные, не переводя их предварительно в условия товарной нефти. Значения B_o и μ_o при давлениях выше давления насыщения также требуются и в условиях недонасыщенной нефти.

Так как моделирующая программа сама по себе использует композиционную модель, то параметры Black-oil преобразуются в композиционные параметры (например, коэффициенты летучести, Z_o , и μ_o представляются как функции давления и молярной доли компонентов газа в нефтяной фазе). Композиционные параметры затем перестраиваются в таблицы с равноотстоящими значениями. Для давлений за пределами табличных величин, VIP-EXECUTIVE использует линейную экстраполяцию, чтобы получить значения для таких условий.

Свойства газа.

Предполагается, что вязкость газовой фазы и коэффициент сверхсжимаемости являются функцией только давления (нет зависимости от состава). Строится таблица значений вязкости, расположенных через равные интервалы, в зависимости от давления на основе входной таблицы вязкости в зависимости от давления насыщения. Аналогичным образом строится таблица зависимости Z_g от давления. Если вводится B_g вместо Z_g как функция давления, то используется следующее уравнение, чтобы преобразовать B_g в Z_g :

$$Z_g = \frac{0,0056146 B_g P_o T_s}{P_s T}. \quad (5.2)$$

При выводе этого уравнения сделано допущение, что сверхсжимаемость газа при устьевой температуре (T_s) и устьевом давлении (P_s) равна единице.

Фазовое равновесие и свойства нефти.

VIP-EXECUTIVE дает возможность пользователю ввести более одного набора данных по физическим свойствам пород и флюидов для различных областей равновесия. Эти данные превращаются в таблицы равномерно расположенных K -значений (необходимых для уравнений равенства летучестей), Z_o , и μ_o .

Преобразование данных требует знания молекулярных весов компонент нефти и газа, которые устанавливаются самой моделирующей программой. Для обеспечения ненулевых K -значений компонент, моделирующая программа принимает, что молекулярный вес нефтяного компонента, M_2 , равен максимальному среди молекулярных весов остаточной нефти и товарной нефти плюс два (2,0). Кроме того, предполагается, что молекулярный вес газовой компоненты, M_1 , равен минимальному среди всех молекулярных весов газовой фазы (29,0) минус единица (1,0). Следовательно, газовая фаза содержит по крайней мере следы нефтяного компонента при любом значении давления (включая устьевое давление) и наоборот.

Молекулярный вес остаточной нефти.

Молекулярный вес остаточной нефти либо непосредственно вводится пользователем, либо создается моделирующей программой. Обычно пользователю требуется ввести либо плотность и молекулярный вес для остаточной нефти (r_{or} , M_{wor}), или эти же величины для насыщенной нефти (r_{os} , M_{wos}) после карты WOTAB. Эти свойства могут быть получены друг из друга, поскольку основываются на данных дифференциального разгазирования. Способ получения r_{or} и M_{wor} из r_{os} и M_{wos} описывается ниже.

Данные по дифференциальному разгазированию вводятся по монотонно убывающим ступеням давления. Последнее значение давления должно быть устьевым давлением; то-есть, $P(i) > P(i+1)$ и $P(N_p) = P_s$, где N_p есть номер значения последней ступени. Приходящееся на 1 см³ остаточной нефти (эквивалентного B_{os} (см³) или $r_{os} \times B_{os}$ (г.) остаточной нефти плюс газа при условии насыщения или насыщенной нефти), общее количество выделившегося газа в граммах в процессе дифференциального разгазирования определяется следующей формулой

$$G_g = \frac{29}{5,6146 \times 62,428} \frac{P_s}{RT_s} \sum_{i=N}^{N_p-1} (R_s(i) - R_s(i+1)) G_r(i+1). \quad (5.3)$$

Таким образом, плотность остаточной нефти дается выражением

$$\rho_{or} = \rho_{os} \times B_{os} - G_g, \quad (5.4)$$

где ρ_{or} и ρ_{os} выражены в г/см³; N_s – номер значения давления насыщения насыщенной газом нефти, и B_{os} есть B_o (RB/STB остаточной нефти) для насыщенной нефти. И в этом случае, для 1 см³ остаточной нефти, общее количество выделившегося газа в граммолях к концу дифференциального разгазирования для насыщенной нефти дается выражением

$$G_m = \frac{29}{5,6146 \times 62,428} \frac{P_s}{RT_s} (R_s(N_s) - R_s(N_p)) \quad (5.5)$$

Количество насыщенной нефти в граммолях, выделившей 1 см³ остаточной нефти, определяется по выражению

$$Z_o = \frac{B_{os} \cdot \rho_{os}}{M_{wos}}. \quad (5.6)$$

Тогда молекулярный вес остаточной нефти

$$M_{wor} = \frac{\rho_{os}}{Z_o - G_m}. \quad (5.7)$$

Молекулярный вес товарной нефти.

Следуя аналогичной методике, можно получить плотность и молекулярный вес товарной нефти, исходя из ρ_{os} и M_{wos} , если из данных теста сепаратора известны R_s , B_o (RB/STB товарной нефти), и G_r . Так обстоит дело, когда во входную колоду VIP-EXECUTIVE вставляется карта SEPTTEST. VIP-EXECUTIVE обеспечивает две дополнительные опции сепаратора, которые требуют особого внимания, так как они могут создавать переопределенную систему флюидов. Первая опция заключается в использовании карты BOSEP. Эта опция требует, чтобы пользователь ввел удельный вес в градусах API или плотность товарной нефти. Так как та же самая величина может быть получена из ρ_{os} и M_{wos} , мы получаем переопределенную систему флюидов. В этом случае, VIP-EXECUTIVE учитывает плотность товарной нефти, введенную пользователем и не учитывает G_r при расчете всех остальных свойств товарной нефти.

Вторая опция заключается в использовании карты SEPARATOR, в которой вводятся K -значения для сепаратора. Молекулярный вес то-

варной нефти может быть определен из K -значений для сепаратора. Однако пользователь может ввести молекулярный вес товарной нефти (MWL), который, будучи введен, образует переопределенную систему флюидов. В таком случае, VIP-EXECUTIVE при расчете сжимаемости товарной нефти (ZLSEP) учитывает MWL, введенный пользователем, и не учитывает молекулярный вес, полученный из K -значений для сепаратора.

K -значения и сжимаемость нефти.

K -значения и таблицы сжимаемости нефти могут быть получены из вводимых пользователем данных по дифференциальному разгазированию. Во-первых, молекулярный вес выделившегося газа, M_{wg} , на каждой ступени разгазирования дается выражением

$$M_{wg}(I) = 29 \cdot G_r(I). \quad (5.8)$$

Молярная доля газового компонента в выделившейся газовой фазе определяется по соотношению

$$y_1(I) = \frac{M_2 - M_{wg}(I)}{M_2 - M_1}. \quad (5.9)$$

Общее количество газа, выделившегося от ступени I до стандартных условий в граммах, приведенное к 1 см³ остаточной нефти дается выражением

$$G_g(I) = \frac{29}{5,6146 \times 62,428} \frac{P_s}{RT_s} \sum_{i=N}^{N_p-1} (R_s(i) - R_s(i+1)) G_r(i+1). \quad (5.10)$$

которое аналогично уравнению (6.3). Таким образом, плотность нефти на ступени I есть

$$\rho_{o(I)} = \frac{\rho_{or} - G_g(I)}{B_o(I)} \quad (5.11)$$

Так как общее количество газа, выделившегося от ступени I до стандартных условий дается выражением

$$G_m(I) = \frac{29}{5,6146 \times 62,428} \frac{P_s}{RT_s} (R_s(I) - R_s(N_p)). \quad (5.12)$$

Молекулярный вес нефти на ступени I можно вычислить следующим образом

$$M_{wo}(I) = \frac{\rho_o(I) \times B_o(I)}{\rho_{or} / M_{wor} + G_m(I)}. \quad (5.13)$$

Молярная доля газового компонента в нефти на ступени I определяется как

$$x_1(I) = \frac{M_2 - M_{wo}(I)}{M_1 + M_2}. \quad (5.14)$$

Константы равновесия K газового компонента и нефтяного компонента на ступени I вычисляются согласно

$$K_1(I) = \frac{y_1(I)}{x_1(I)} \text{ и } K_2(I) = \frac{1 - y_1(I)}{1 - x_1(I)}, \quad (5.15)$$

соответственно. Затем вычисляется сжимаемость нефти согласно выражению

$$Z_o(I) = \frac{P(I) \times M_{wo}(I)}{5,6146 \times 62,428 \times \rho_o(I) \times RT}. \quad (5.16)$$

Рассмотренная выше методика определяет K -значения как функцию давления, а Z_o как функцию x_1 (или давления насыщения). Кроме того, устанавливается соотношение между x_1 и давлением насыщения, которое необходимо для создания полных таблиц $Z_o(P_o, x_1)$ и $m_o(P_o, x_1)$ для недонасыщенных условий.

В случае недонасыщенной нефтяной фазы, пользователь должен ввести отношения объемного коэффициента нефти при давлениях выше давления насыщения к объемному коэффициенту нефти при давлении насыщения. Также необходимы отношения вязкости нефти при давлениях выше давления насыщения к вязкости при давлении

насыщения. Чтобы пересчитать недонасыщенные значения B_o в недонасыщенные значения Z_o , из уравнения (6.16) выводится следующее соотношение:

$$\frac{\left(\frac{Z_o}{P_o}\right)}{\left(\frac{Z_o^s}{P_o^s}\right)} = \frac{B_o(P_o)}{B_o(P_o^s)}, \quad (5.17)$$

где верхние индексы обозначают насыщенные условия. Заметим, что правая часть уравнения (5.17) представляет вводимые отношения объемных коэффициентов. Это уравнение позволяет предположить, что те же самые отношения могут быть использованы непосредственно, когда строится таблица Z_o/P_o для недонасыщенных условий. Независимыми переменными в двумерной таблице являются x_1 и P_o . Для заданного x_1 , давление насыщения определяется соотношением x_1 – давление, установленным выше в данном разделе. Для любого P_o которое больше, чем давление насыщения, правая сторона уравнения (6.17) определяется из вводимой таблицы для недонасыщенных условий путем интерполяции. Затем полученное значение умножается на Z_o^s/P_o^s давая Z_o/P_o для x_1 и P_o . Двумерная таблица вязкости нефти $\rho_o(x_1, P_o)$ строится аналогичным образом.

В итоге, K -значения используются для получения следующих уравнений равенства летучестей:

$$\begin{aligned} \phi_{oi} &= K_i(P_o), \quad i = 1, 2; \\ \phi_{gi} &= 1, \quad i = 1, 2. \end{aligned} \quad (5.18)$$

После того, как вычислены K -значения для каждого значения в данных по дифференциальному разгазированию, путем линейного интерполяционного процесса, определяющего $\ln K_{ij} P_i$ в зависимости от $\ln(P_i)$, строится таблица с равномерно расположенными входными значениями.

ГЛАВА 6. МОДЕЛИРОВАНИЕ НАЧАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА

Дифференциальные уравнения в частных производных имеют, вообще говоря, множество решений. Поэтому для однозначности решения наряду с дифференциальным уравнением необходимо также задавать краевые условия. Краевые условия состоят из граничных и начальных условий. Граничные условия задаются на границе моделируемого объекта и на каждой скважине в каждый момент времени. Обычно задаются граничные условия первого рода или второго рода. Граничные условия первого рода (Дирихле) – это постоянство давлений на внешних границах моделируемой области или на скважинах. Граничные условия второго рода (Фон-Неймана) – это постоянство расхода на внешних границах моделируемой области или на скважинах. Постоянство расхода на границе может означать как условие непротекания, так и постоянный дебит жидкости или нефти.

$p(t) = v(t)$ – граничное условие 1-го рода;

$q(t) = \mu(t)$ – граничное условие 2-го рода.

Границы по осям x, y, z могут быть непроницаемы, может задаваться суммарный расход или фазовые расходы.

Начальные условия определяются заданием полей давления и насыщенностей:

$$S_n(x, y, z, 0) = S_n^0(x, y, z) ;$$

$$S_v(x, y, z, 0) = S_v^0(x, y, z) ;$$

$$P(x, y, z, 0) = P^0(x, y, z) .$$

Начальное давление может задаваться как постоянная величина, привязанная к определенной глубине, которое далее распространяется по всей толщине пласта по формуле (6.1).

Начальное распределение насыщенности может быть задано двумя способами:

1. Путем явного указания значений;
2. Из условия капиллярно-гравитационного равновесия.

Рассмотрим более подробно второй способ.

Для нахождения насыщенностей задаются: отметки ВНК, ГНК, пластовое давление нефтяной фазы на ВНК, капиллярное давление на ВНК и ГНК.

1. Имея на ВНК давление нефти, найдем распределение давления по всей вертикали пласта по формуле (6.1).

2. Исходя из формул (6.4) и (6.5), найдем значение давлений фаз воды на ВНК, а затем по формулам (6.2) и (6.3) распределение давлений всех фаз по всей глубине пласта.

3. Наконец, имея распределение давлений фаз по глубинам по формулам (6.4) и (6.5) найдем распределение капиллярных давлений.

$$p_0^1 - p_0^2 = \Delta D \rho_0^{\text{пл}} g, \quad (6.1)$$

$$p_w^1 - p_w^2 = \Delta D \rho_w^{\text{пл}} g \quad (6.2)$$

$$p_g^1 - p_g^2 = \Delta D \rho_g^{\text{пл}} g \quad (6.3)$$

$$P_w = P_o - P_{cow} \quad (6.4)$$

$$P_g = P_o + P_{cog} \quad (6.5)$$

4. Имея график зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, найдем водонасыщенность как обратную функцию капиллярного давления.

$$S = p_c^{-1}(p_c).$$

В случае отсутствия данных по капиллярным давлениям:

$$S_w = \left\{ \begin{array}{ll} S_{wc} & \text{— выше ВНК значение связанной воды} \\ S_{w\max} & \text{— ниже ВНК значение остаточной нефти} \end{array} \right\}. \quad (6.6)$$

Этот метод можно применять в случае тонких блоков в переходной зоне.

В случае больших по толщине ячеек актуальность приобретает осреднение насыщенности, особенно, если внутри ячейки попадает отметка ВНК. Для осреднения внутри ячеек в программе Desktop-VIP применяется несколько опций.

Опция INTSAT. Этот метод основан на интегрировании инверсной капиллярной кривой по глубине каждого блока.

$$S_{wb} = \frac{1}{D_{TOP} - D_{BOT}} \int_{D_{TOP}}^{D_{BOT}} p_c^{-1}(D) dD \quad (6.7)$$

В случае отсутствия данных по капиллярным давлениям:

$$S_{wb} = \frac{1}{D_{TOP} - D_{BOT}} \int_{D_{TOP}}^{D_{BOT}} S_w(D) dD, \quad (6.8)$$

где $S_w(D)$ вычисляется по формуле (6.6).

Опция VAITS. Метод осреднения по объему распределения насыщенности, подходит для нестандартной геометрии блоков и является самым точным для расчета насыщенности.

$$S_{bw} = \frac{1}{V_b} \int_{D_{MIN}}^{D_{MAX}} p_{cw}^{-1}(D) AREA(D) dD \quad (6.9)$$

Здесь $AREA(D)$ – площадь разреза пересекающего блок на глубине D .

Как было сказано выше, можно задать насыщенности явным образом, например, взяв из геологической модели. В этом случае, как правило, не будет соблюдаться капиллярно-гравитационное равновесие. Поэтому для поддержания равновесия обычно требуется уточнение капиллярных давлений вблизи контактов (хотя можно провести и неравновесную инициализацию). Уточнение капиллярного давления делается так:

$$PCADJWi = POi - PWi - PCWO(SWi). \quad (6.10)$$

Новая функция капиллярного давления гарантирует равновесие для насыщенности SWi , определенное как $PCWO(SWi) = PCWO(SWi) + PCADJWi$.

Для расчета проницаемости каждой фазы в присутствии другой фазы задаются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

О физическом смысле этих функций говорилось в третьей главе. В различных симуляторах эти функции могут задаваться как в виде собственно функций, так и в табличном виде. Наиболее часто встре-

чается табличный вид, поскольку он позволяет гибче модифицировать ОФП в процессе адаптации модели. На рис. 9, 10 приведен табличный и графический вид функций. По оси x отложена водонасыщенность, по оси y – относительная проницаемость. Очень важно правильно задавать концевые точки фазовых кривых. Точка, обозначенная как SWR , обозначает заземленную или связанную воду. Тогда $(1 - SWR)$ – это нефтенасыщенность выше ВНК, а значит, эта точка отвечает за начальные запасы нефти. Точка, обозначаемая как $SWRO$, показывает максимальную водонасыщенность, выше которой нефть не фильтруется. Данная точка отвечает за остаточные запасы нефти. Запишем выражение, являющееся коэффициентом вытеснения. $K_{\text{выт}} = (Swro - Swr) / (1 - Swr)$. Таким образом, задание двух концевых точек позволяет нам определить и начальные, и остаточные запасы нефти, и является чрезвычайно важным при расчете коэффициента извлечения нефти.

	SW	KRW	KROW	PCWO
– минеральная вода	SWC	0 - 0	krowc	pcwocw
– заземленная вода	SWK	0 - 0	krow	pcworw
– остаточная нефть	SWRO	krowro	0 - 0	pcworw
– максимальная вода	SWNK	krownk	0 - 0	pcwonk

Насыщенности
воды
(возрастающие)

Относит.
проницаемость воды
(в системе
вода-нефть)

Относит.
проницаемость
нефти (в системе
вода-нефть)

Капиллярное
давление
нефть-вода
(Po-PV)

Рис. 9. Вид таблицы относительных фазовых проницаемостей

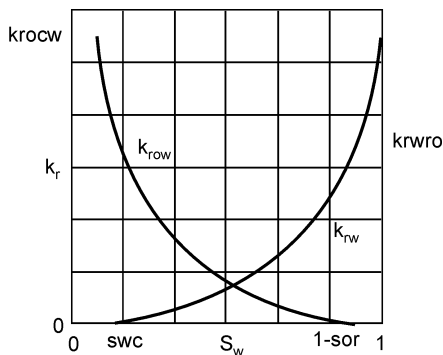


Рис. 10. Графическое представление функций относительных фазовых проницаемостей

В большинстве симуляторов реализована возможность масштабирования относительных фазовых проницаемостей. Предположим, что задана только одна функция ОФП, а трехмерное поле начальной насыщенности импортировано из геологической модели. В таком случае в некоторой произвольной ячейке вероятнее всего будет несовпадение значения насыщенности с критической точкой SWR на кривой ОФП. Для решения возникшей проблемы в модель вводятся трехмерные поля критических точек SWR и SWRO и максимальные значения ОФП для нефти и воды. После этого программа рассчитывает масштабированные значения насыщенности в каждой ячейке и относительные фазовые проницаемости.

В пакете Desktop-VIP реализована возможность задания функций ОФП для любой определенной инженером области, а также возможность изменения фазовых проницаемостей во времени. Данная особенность пакета дала нам возможность смоделировать технологию микробиологического воздействия на пласт в первом приближении. Смысл технологии заключается в том, что в пласт вместе с водой через нагнетательные скважины закачиваются питательные вещества, которые проникают в промытые водой каналы и зоны и создают там благоприятные условия для метаболизма бактерий, которые в процессе своей жизнедеятельности вырабатывают вещества обладающие высокой нефтевытесняющей способностью – жирные кислоты, полимеры, спирты, адельгиды, двуокись углерода и др. и отторгают от породы связанную нефть [11]. То есть, увеличивается коэффициент вытеснения. Экспериментально было установлено, что коэффициент вытеснения при применении данной технологии увеличивается до 1,5 % (это легко установить, зная объем дополнительной добычи нефти, толщину пласта, площадь дренирования за исследуемый промежуток времени пока длится эффект). Следовательно, нами были подготовлены новые функции ОФП с изменением конечной точки SWRO, так, чтобы коэффициент вытеснения был больше на 1,5 % по сравнению с текущими ОФП. Далее для имитации фронта продвижения биомассы делалось пошаговая подстановка новых ОФП согласно фронту продвижения воды. Подстановка ОФП завершалась по истечению наблюдаемого в промысловой практике эффекта. Таким же образом можно в первом приближении моделировать любые технологии, связанные с увеличением нефтеизвлечения за счет вымывания остаточной нефти из породы. Несмотря на то, что это довольно грубые и косвенные расчеты, не моделирующие сам физико-химический процесс, происходящий в породе, они позволяют получать близкие по величине эффекта результаты.

ГЛАВА 7. МОДЕЛИРОВАНИЕ СКВАЖИН

При моделировании пласта важным элементом является моделирование скважин, так как они вносят сильные возмущения в поля давления и насыщенности. При моделировании, скважины определяются в виде источника или стока при добыче или закачке соответственно. Следовательно, на скважинах необходимо задавать граничные условия. Как говорилось выше, это могут быть условия первого или второго рода. Данные процесса разработки пласта необходимы для управления моделью при режиме воспроизведения истории разработки, а также для прогнозирования разработки. При воспроизведении истории разработки необходимую информацию получают по записям в эксплуатационных карточках. При этом для каждой скважины требуются следующие данные:

- 1) местоположение скважины (как правило, сеточные координаты);
- 2) тип скважины: добывающая или нагнетательная;
- 3) интервалы перфорации в динамике по времени;
- 4) максимальный дебит нефти, воды или газа как функции времени;
- 5) забойные давления как функция времени и глубина приведения относительно которого задано это давление;
- 6) коэффициент продуктивности или приемистости скважины;
- 7) максимально допустимые депрессии.

Местоположение скважины задается обычно в сеточных координатах, но в некоторых симуляторах, например, Tempest-More, пользователю предоставляется возможность задавать скважины в географических координатах. Это бывает удобно в том случае, если в процессе создания модели инженеру понадобится изменить сетку, тогда не нужно пересоздавать файл с данными эксплуатации.

При задании типа скважины (добывающая или нагнетательная) обычно указывается наименование флюида, по которому будут заданы последующие граничные условия, а также в каких условия (пластовых или поверхностных) они заданы.

Скважина может вскрывать несколько продуктивных пластов месторождения. Каждое вскрытие продуктивной залежи определяется как интервал перфорации. Скважина может иметь любое количество перфорированных интервалов. В случае если скважина горизонтальная или сильно наклонная, то вместе с интервалами перфорации задается траектория скважины. Для каждого интервала перфорации можно задать значения абсолютной проницаемости кол-

лктора (K), толщины (H) или произведения абсолютной проницаемости коллектора и толщины. Для интервала перфорации значение произведения абсолютной проницаемости пласта и толщины зависит от заданных данных. Если не задано ни одно из значений K , H или KH , то в этом случае используемое в модели значение KH является произведением эффективной толщины и абсолютной проницаемости сеточного блока. Если задано одно из этих значений, то другое значение берется из сеточного блока. Интервал перфорации можно задать, указав координаты ячейки, которая должна быть перфорирована. В этом случае считается, что вся ячейка перфорирована. Интервал перфорации можно также задать, указав кровлю и подошву перфорации, тогда H будет рассчитан исходя из этой информации. Здесь нужно иметь в виду, что при маленьком интервале перфорации, небольшом размере ячейки по вертикали и большом размере ячейки по латерали, возможно непопадание указанного интервала перфорации в искомую ячейку, или частичное их пересечение, что также приводит к занижению перфорированной толщины. Данный эффект происходит в результате различия в вертикальном и горизонтальном масштабах, т. е. при сильном огрублении сетки.

Для каждого интервала перфорации можно задать собственные фазовые кривые, или использовать кривые для текущего сеточного блока, но задать собственные концевые точки фазовых кривых. Надо сказать, что на практике данный способ применяется редко. Нами делались попытки проводить адаптацию путем автоматизированного задания ОФП для интервалов перфорации, однако результат расчетов от этого сильно не зависит. Кроме того, для обоснования такого задания нужно подтверждение на керне соответствующих ОФП.

Задание граничных условий на скважине обычно бывает комбинированным. Минимально задается дебит одной из фаз и забойное давление. При этом дебит является ограничением сверху, а забойное давление ограничением снизу. Вместо забойного давления можно задать устьевое. В этом случае необходимо задать также таблицу пересчета устьевого давления в забойное. В некоторых случаях бывает необходимо ограничить депрессию на пласт для предотвращения деформаций в скважине или в пласте. Симуляторы также позволяют это сделать. Если в режиме заданного забойного давления депрессия превысит указанную величину, то устанавливается новое забойное давление соответствующее максимальной депрессии. Дебиты фаз можно задавать как в пластовых, так и в поверхностных условиях. В Tempest-More есть возможность вместо дебита задавать

значения накопленной добычи, которая преобразуется программой в дебит. Можно задавать коэффициент эксплуатации скважины, обычно в первый год ее работы.

Для управления работой скважины на прогнозе можно задавать экономические ограничения. Например, максимальную обводненность и минимальный дебит. При достижении этих ограничений скважина отключается. Затем она может периодически подвергаться проверке с целью выявления нарушения заданных пользователем ограничивающих условий на эксплуатацию скважины. Если в результате выполнения проверки выясняется, что значение обводнённости добываемой продукции меньше заданного пользователем максимального значения, то скважина вновь вводится в эксплуатацию. Таким образом, можно отключать не только скважину, но и определенный интервал перфорации, в котором обводненность превысила максимально допустимое значение. На нагнетательных скважинах можно задавать условие их отключения в случае, когда в заданном радиусе нет ни одной работающей добывающей скважины.

Кроме индивидуальных ограничений на скважинах возможно задание экономических групповых ограничений. Данная опция бывает востребована в случае, например, когда наземная инфраструктура накладывает свои ограничения. Если групповой дебит упадет ниже заданного ограничения, или суммарная обводненность по группе превысит заданное ограничение, то отключается вся группа скважин.

Добыча нефти по скважинам учитывается достаточно точно, несколько хуже дело обстоит с учетом воды и газа. Самая сомнительная информация по закачке воды. Входные данные модели должны содержать информацию о дебитах на каждом временном шаге. В некоторых симуляторах такие данные можно представлять в табличной форме, но в основном в текстовом виде.

Для моделирования притока жидкости к скважине используется формула Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_{пл} - p_3}{\ln \frac{R_\kappa}{r_{скв}} + Skin}. \quad (7.1)$$

Для применения этой формулы необходимо задать либо индекс скважины WI, либо индекс продуктивности скважины PI.

$$WI = \frac{2\pi}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_{\text{СКВ}}} + \text{Skin}}, \quad (7.2)$$

где R_{κ} – эквивалентный радиус блока, содержащего скважину; $r_{\text{СКВ}}$ – радиус скважины. R_{κ} может быть вычислен с помощью формулы Писмана, общее выражение которой в случае скважины, расположенной в центре прямоугольного сеточного блока, приводится ниже.

$$R_{\kappa} = 0,28 \frac{\sqrt{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/2} \Delta x^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/2} \Delta y^2}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/4}}, \quad (7.3)$$

где k_x – проницаемость скважинного сеточного блока вдоль направления оси X ; k_y – проницаемость скважинного сеточного блока вдоль направления оси Y ; Δx , Δy – размер сеточного блока, содержащего скважину, вдоль направления оси X , Y .

В случае изотропного коллектора формула преобразуется к следующей:

$$R_b = 0,14 \left(\Delta x^2 + \Delta y^2 \right)^{1/2}. \quad (7.4)$$

Вместо индекса скважины можно задать индекс продуктивности скважины, который определяется как выражение:

$$PI = \frac{q}{P_{\text{пл}} - P_3}. \quad (7.5)$$

ГЛАВА 8. АДАПТАЦИЯ ПО ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ

8.1. Технология адаптации моделей

В настоящее время моделирование широко применяется во всех нефтяных компаниях России и является обязательным условием для защиты технологических схем и проектов разработки нефтяных и газовых месторождений на ЦКР. Связано это с тем, что в таких моделях используются не среднестатистические данные, а конкретные геологические параметры в конкретных скважинах. В условиях, когда на основных месторождениях остались трудноизвлекаемые запасы это особенно важно, ведь объектом управления и регулирования становится каждая скважина. Но при этом и требования к исходным данным кратно возрастают, поскольку в сравнении со статистическими методами, где одна или несколько неточностей в исходных данных не играют решающей роли, здесь цена ошибки в исходных данных возрастает и это может привести к противоположным результатам. Построенные модели являются основой для подсчета запасов, технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти (ТЭО КИН), составления проектных документов на разработку нефтяных месторождений. Модели также используются для определения остаточных запасов и расчета эффективности от проведения геолого-технологических мероприятий [12]. Для того, чтобы использовать модель для решения широкого спектра задач, необходимо корректно эту модель построить. Критерием достоверности геолого-технологической модели является воспроизведение этой моделью истории разработки объекта моделирования. Воспроизведение истории заключается в адаптации модели, в процессе которой осуществляется настройка технологических показателей скважин и значений пластовых давлений по фактическим данным. Адаптация модели осуществляется за счет варьирования в допустимых пределах параметрами, которые не достаточно точно определяются или могут иметь разброс значений. Вообще при первом прогоне модели она может достаточно сильно отличаться от факта. Это обусловлено многими причинами [13]: неправильным определением геологических параметров пласта (пористость, проницаемость, начальная нефтенасыщенность, начальное давление), искажением этих параметров в результате осреднения модели (понятно, что для расчета нужно дискретизировать и огрублять параметры), погрешностью интерполяции (мы не знаем распределения параметров в меж-

скважинном пространстве и получаем их путем интерполяции, чем больше мы имеем пробуренных скважин, тем точнее модель), зачастую неверным определением самих показателей на скважинах. Далее, поскольку модель описывается дифференциальными уравнениями с некоторым приближением, погрешность вводится приведением дифференциальных уравнений к конечно-разностным схемам, наконец, погрешность алгоритмов и расчетов приводят к погрешности модели.

Таким образом, любая модель требует адаптации. При адаптации инженер – технолог вынужден проводить подробный анализ графиков технологических показателей разработки и геологического строения объекта [14]. Часто приходится моделировать достаточно большие объекты, содержащие 500...1000 и более скважин, и многолетнюю историю эксплуатации [15–18]. В таких условиях нужно проводить как анализ отдельных скважин, так и совокупности скважин, сгруппированных по определенному принципу.

Рассмотрим вначале те известные параметры, которые необходимо воспроизвести при моделировании. Это добыча жидкости, обводненность, газовый фактор, пластовые и забойные давления, объем закачки, время прорыва воды или газа к скважине. Реже бывают известны данные по полям насыщенности, которые появляются при осуществлении контроля за разработкой месторождения (ГИС-контроль). В случае наличия такой информации нужно проводить адаптацию по насыщенности.

Корректируют при адаптации те параметры, которые определяются недостаточно точно, либо вообще неизвестны. Это такие параметры как: параметры водонапорного горизонта (объем и проводимость), проводимости разломов, коэффициенты сжимаемости породы, абсолютные и фазовые проницаемости, концевые точки фазовых кривых, вязкость, продуктивность скважин, скин-эффект.

Встает вопрос, с какой точностью должны быть воспроизведены те или иные параметры? По нашему мнению нет однозначного ответа на данный вопрос. Было бы идеально воспроизвести параметры с точностью их измерения. Однако, точность замеров разных параметров может достаточно сильно колебаться. Кроме того, решаемая нами задача относится к классу обратных задач, на сегодня она не имеет единственно верного решения. Решений может быть сколь угодно много. Провести адаптацию по каждой скважине невозможно, причины изложены выше. Успешность адаптации и точка когда нужно остановиться зависит от поставленной задачи. По нашему

мнению необходимо воспроизвести интегральную адаптацию по объекту в целом динамики добычи, закачки, среднего пластового давления, газового фактора. Необходимо адаптировать высокодебитные скважины, а также скважины на тех участках, которые будут предметом будущих прогнозных расчетов. Например, если в некоторой зоне планируется бурение скважины, то данный участок требует повышенного внимания при адаптации и т. д. Особое внимание при адаптации должно уделяться последним годам истории разработки, которые непосредственно предшествуют прогнозному периоду.

Определившись с набором параметров, которые нужно воспроизводить и которые нужно менять при адаптации, начинают саму адаптацию. Этот процесс заключается в том, чтобы после каждого запуска модели анализировать полученные результаты, а именно воспроизводимые параметры. В случае, если погрешность воспроизведения превышает установленную инженером перед адаптацией, то следует проводить новое изменение параметров и новый расчет модели. Таким образом, делается столько итераций модификации параметров, сколько необходимо для воспроизведения истории. В большинстве случаев анализ полученных результатов и модификацию параметров производят вручную. В последние годы в коммерческих пакетах моделирования появились модули автоматизированного воспроизведения истории. Они основаны на минимизации функционала равного сумме квадратов разностей расчетного и фактического значения параметров. При этом, в таких пакетах производят анализ чувствительности результатов моделирования к изменению тех или иных параметров и в зависимости от этого задают параметрам различные веса. По нашему мнению, использование таких программ может быть обоснованно только для небольших задач. При увеличении числа неизвестных растет сложность задачи и время адаптации.

Адаптация начинается с воспроизведения запасов. О точности воспроизведения см. главу 4. Далее настраиваются поля пластовых давлений, корректировкой проницаемостей, проводимостей, параметров водонапорного горизонта, сжимаемости. При наличии разломов нужно указать, проницаемы они или нет, степень их проницаемости также влияет на поле давления. Затем адаптируются дебиты каждой фазы, обводненность, газовый фактор в основном с помощью модификации функций ОФП и их критических точек. В завершении проводится адаптация забойных давлений при помощи изменения продуктивности скважин или скин-эффекта.

Пошагово технология адаптации следующая [19]:

Целесообразно выполнять уточнение поведения давления корректировкой карт проницаемости. Для повышения давления в отдельных участках залежи или в отдельных блоках следует увеличить в них проницаемость. Для уменьшения давления требуется другое действие – уменьшение проницаемости в соответствующих областях.

Если расчетная карта изобар совпадает с фактической по конфигурации, но не по значениям давлений и давление падает значительно быстрее или медленнее фактических данных, то следует подкорректировать сжимаемость породы. В этом же случае при наличии законтурной подпитки следует изменить модель законтурной области, свойства и величину водоносного горизонта.

В ходе воспроизведения истории может быть уточнена важная информация о наличии непроницаемых барьеров в пласте. Например, может оказаться, что совпадение результатов моделирования и фактических данных достигается лишь при наличии перетоков через плоскость сброса, считавшуюся ранее непроницаемой. В свою очередь это может свидетельствовать о дополнительных запасах нефти на изначальном не принимавшихся во внимание участках месторождения.

При повторении истории разработки, когда известны дебиты нефти, воды и газа по каждой скважине, один из этих дебитов задается в качестве управляющего параметра. Сопоставляются рассчитанные и фактические значения не только давления, но и дебитов по всем фазам. Приемлемой точностью фильтрационной модели можно считать, если суммарное расхождение по объекту на каждую дату не более 3 %.

Адаптация обводненности продукции скважин и газонефтяного фактора, в основном, осуществляется изменением относительных фазовых проницаемостей. Допустим, что вода или газ поступают в эксплуатационные скважины раньше, чем это происходит фактически. Сдвиг критической точки для воды в первом случае и газа или нефти во втором вправо, позволит удлинить время до прорыва. Для приближения прорыва следует выполнить обратное действие – сменить критическую точку влево.

Далее если значение водонефтяного или газонефтяного фактора выше фактических в процессе вычислений, а момент прорыва правильный, то следует изменить отношение k_{rw}/k_{ro} и k_{rg}/k_{ro} в сторону уменьшения.

Технология адаптации модели включает в себя постепенное увеличение детализации, путем перехода от большого объекта к меньшему. То есть, определяются проблемные зоны по всему месторождению с точки зрения адаптации, месторождение разбивается на части, локализуя тем самым ошибку. Часто возможно таким образом уловить некую закономерность. Найдя аномальные зоны с точки зрения адаптации, определяются причины расходимости. Далее модифицируются модельные параметры по проблемному участку в целом и по каждой проблемной скважине на участке.

В ТатНИПИнефть процесс адаптации был автоматизирован:

1. воспроизведение на фильтрационной модели начальных запасов нефти подсчитанных в геологической модели путем автоматизированного подбора емкостных параметров;

2. воспроизведение добычи жидкости в целом по объекту моделирования, путем автоматизированного задания фильтрационных и емкостных параметров;

3. воспроизведение добычи нефти и воды в целом по объекту моделирования и по любому участку путем автоматизированного задания фазовых проницаемостей в прискважинной и удаленной зоне;

4. воспроизведение добычи нефти и воды по скважинам путем автоматизированного задания фазовых проницаемостей в точке перфорации, прискважинной и удаленной зонах.

Для моделирования характерных для ОАО «Татнефть» объектов нами были предложены следующие механизмы анализа моделей [20, 21]:

- графический анализ адаптации модели по произвольной группе скважин, определяемой после расчета;

- оценка запасов нефти в произвольной области, определяемой после расчета на заданную дату;

- поисковая система, реализующая отбор скважин по определенным критериям по фактическим, модельным данным и разностью между фактом и моделью;

- визуализация на двухмерной карте разности между фактическими и модельными показателями на заданный момент времени;

- статистический анализ параметров пластов;

- статистический анализ фактических и модельных технологических показателей скважин, участков и объекта в целом;

- автоматизированная корректировка входных параметров в определенной области по некоторой совокупности критериев.

Используя эти механизмы, определяются зоны и скважины с неудачной адаптацией, для которых проводится модификация абсолютной проницаемости или относительных фазовых проницаемостей или изменение граничных условий для преодоления краевых эффектов.

8.2. Методика оценки качества адаптации моделей

В институте ТатНИПИнефть для создания геолого-технологических моделей используется программный комплекс компании Лэндмарк, реализующий гидродинамическое моделирование. Данный программный комплекс оснащен расчетной частью, соответствующей лучшим мировым стандартам, но достаточно слабо приспособлен для проведения адаптации модели, состоящей из большого числа скважин и длительной истории разработки.

Поскольку процесс адаптации модели не может быть выполнен идеально по каждой скважине, а его успех зависит во многом от субъективных факторов, сама собой напрашивается методика, целью которой было бы оценить насколько качественно выполнена адаптация.

Суть методики состоит в том, чтобы рассчитывать коэффициент корреляции и адаптации модели по какому-либо параметру, или по совокупности параметров. Причем эти коэффициенты рассчитываются как для каждой скважины, так и для групп скважин и месторождения в целом. Далее скважины ранжируются по типам пористости и проницаемости перфорированных пластов.

Приведем последовательность расчетов [22–24]:

Шаг 1. Рассчитывается выборочная дисперсия, являющаяся мерой рассеяния случайной величины. Дисперсия равна средней арифметической квадратов отклонений значений от их средней. Выборочное среднеквадратичное отклонение [25]:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}}, \quad (8.1)$$

где σ – выборочное среднеквадратичное отклонение анализируемого параметра; x_i , $\bar{x}$ – значение на определенную дату и среднее значение, соответственно; n – размерность выборки.

Шаг 2. Определяем выборочную ковариацию, которая является мерой связи между двумя диапазонами фактических и модельных данных. Выборочная ковариация равна среднему произведению отклонений точек данных относительно средних:

$$\text{cov}(x, y) = \frac{1}{n} \sum (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y), \quad (8.2)$$

где μ_x, μ_y – выборочные средние x и y , соответственно.

Определение ковариации дает возможность установить, ассоциированы ли наборы данных по величине. Если наблюдается тенденция возрастания значений, принимаемых величиной X при росте значений Y (и наоборот), то ковариация положительна. Если наблюдается тенденция к росту значений X и уменьшению значений Y (и наоборот), то ковариация отрицательна. Если ковариация равна нулю, можно заключить об отсутствии линейной связи между двумя случайными величинами.

Шаг 3. Далее, для определения тесноты линейной связи между признаками определяется линейный коэффициент корреляции. Коэффициент корреляции выборки представляет собой ковариацию двух наборов данных, деленную на произведение их стандартных отклонений.

$$\rho_{xy} = \frac{\text{cov}(x, y)}{\sigma_x \cdot \sigma_y}. \quad (8.3)$$

Коэффициент корреляции выборки лежит на отрезке от -1 до 1 , он характеризует степень линейной связи между величинами X и Y . Если X и Y связаны строго линейно (например, $Y=10x+3$), то абсолютная величина ρ равна 1 . Если большим значениям X соответствуют большие значения Y , то корреляция положительна, если большим значениям X соответствуют меньшие значения Y , то корреляция отрицательна. Нулевая корреляция не означает независимость величин X и Y , но из этого следует отсутствие какой-либо линейной связи между X и Y .

Шаг 4. Наконец находим коэффициент адаптации модели, который определен нами как произведение коэффициента корреля-

ции скважины на отношение дисперсий фактических и модельных данных:

$$\varpi_{xy} = \rho_{xy} \frac{\sigma_x^2}{\sigma_y^2}, \quad (8.4)$$

где ρ_{xy} – коэффициент корреляции; σ_x^2 – дисперсия выборки x , σ_y^2 – дисперсия выборки y .

Каждый из коэффициентов, рассчитанный на предыдущих шагах, определяется для любого показателя модели (например: дебита нефти, воды, приемистости, давления, обводненности, любого из накопленных показателей и т. д.), далее определяется комплексный коэффициент корреляции и адаптации, по выбору как минимум, максимум, среднее или произведение любых коэффициентов.

Проиллюстрируем метод на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. На рис. 11, 12 представлен разброс коэффициентов адаптации для скважин. На рис. 12, *а* показано распределение коэффициентов адаптации по временным интервалам. Видно, что 26 временных интервалов адаптированы с коэффициентом от 50 до 60 %, а 38 временных интервалов с коэффициентом от 80 до 90 %. На рис. 12, *б* показано распределение коэффициентов адаптации по скважинам. С коэффициентом от 70 до 80 % адаптировано 15 % скважин, свыше 70 % – 89 % скважин.

Шаг 5. Проводим ранжирование скважин по интервалам коэффициентов корреляции и адаптации и по типам проницаемости и пористости. Скважины по своим коллекторским свойствам были разбиты на 7 групп (табл. 1).

На рис. 13 приведен вариант ранжирования скважин по коэффициентам адаптации и по проницаемости. Как можно заметить, для каждой группы наибольший процент (30...40 %) занимают скважины с коэффициентом адаптации 0,9...1,0. Есть небольшой всплеск доли скважин 1 и 5 групп, однако это объясняется малой выборкой скважин данных групп. Доля групп скважин каждой группы в общем числе скважин приведена в табл. 2.

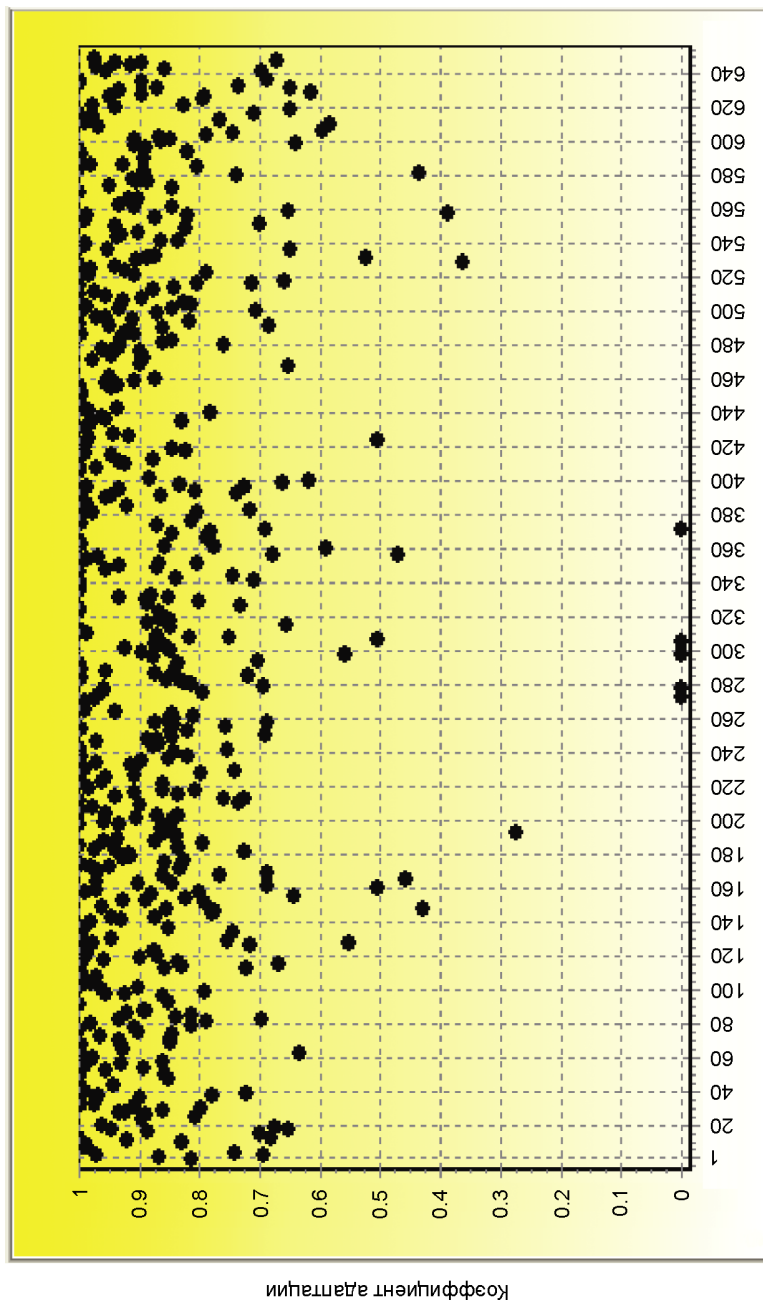


Рис. 11. Коэффициенты адаптации добывающих скважин по дебиту нефти
(по оси X – порядковые номера скважин, по оси Y – значение коэффициента адаптации)

Распределение временных шагов (%)

Кэфф. корр.	Частость	Накоп. част.
0.0 – 0.1	0.00	100.00
0.1 – 0.2	0.00	100.00
0.2 – 0.3	0.00	100.00
0.3 – 0.4	0.00	100.00
0.4 – 0.5	0.00	100.00
0.5 – 0.6	26.67	100.00
0.6 – 0.7	22.22	73.33
0.7 – 0.8	6.67	51.11
0.8 – 0.9	37.78	44.44
0.9 – 1.0	6.67	6.67

Распределение скважин (%)

Кэфф. корр.	Частость	Накоп. част.
0.0 – 0.1	0.00	100.00
0.1 – 0.2	0.38	100.00
0.2 – 0.3	0.00	99.62
0.3 – 0.4	0.57	99.62
0.4 – 0.5	1.15	99.05
0.5 – 0.6	2.67	97.90
0.6 – 0.7	6.30	95.23
0.7 – 0.8	15.08	88.93
0.8 – 0.9	71.95	73.85
0.9 – 1.0	1.91	1.91

а

б

Рис. 12. Распределение временных интервалов эксплуатации (а) и скважин (б) по интервалам измене-
ний коэффициентов адаптации по дебиту нефти

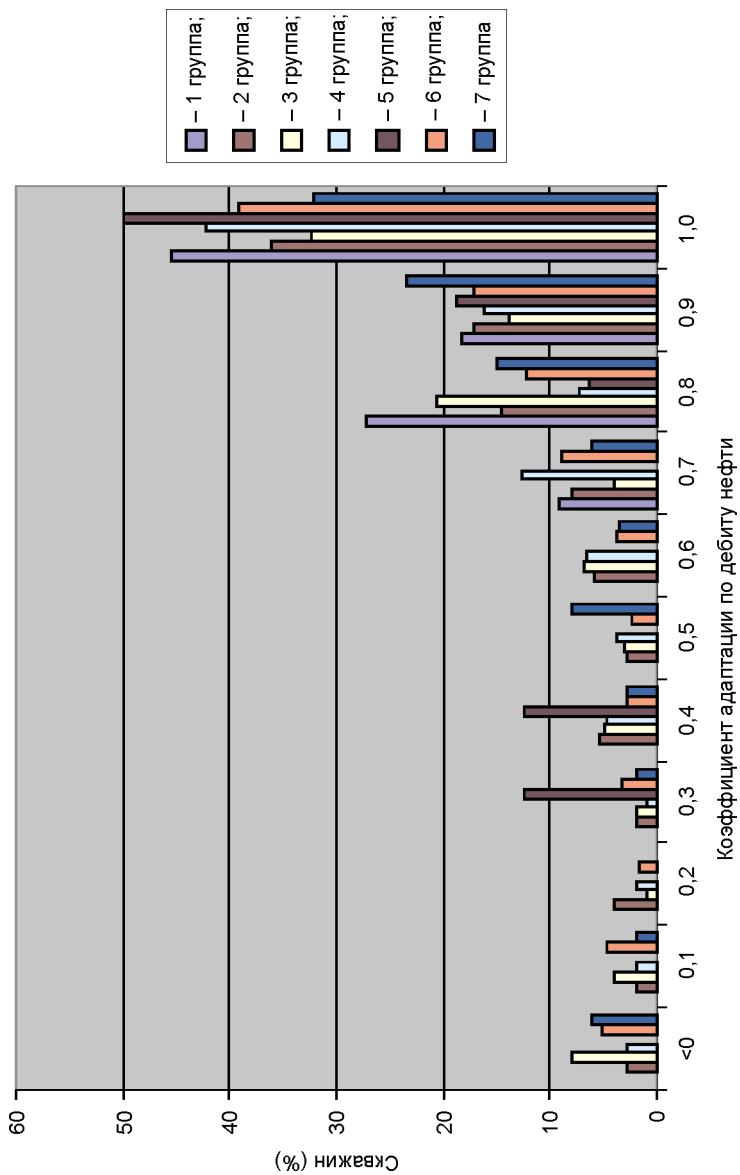


Рис. 11. Ранжирование скважин по проницаемости

Таблица 1

Группа	Характеристика группы
1	Все перфорированные пласты имеют проницаемость не выше 30 мД
2	Все перфорированные пласты имеют проницаемость от 30 до 100 мД
3	Все перфорированные пласты имеют проницаемость свыше 100 мД
4	Смешанная 1 и 2 группы
5	Смешанная 1 и 3 группы
6	Смешанная 2 и 3 группы
7	Смешанная 1, 2 и 3 группы

Таблица 2

Группа	Частость, %
1	1
2	18
3	12
4	13
5	2
6	38
7	14

Таким образом, в результате статистического анализа появляется возможность представить в цифровом виде качество адаптации модели, на графике выявить плохо адаптированные скважины для того, чтобы дальнейшую работу проводить именно с ними.

8.3. Технология построения геолого-технологической модели с учетом изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды

В настоящее время при оценке начальных балансовых запасов нефти, моделировании пластовых систем и проектировании разработки на каждом этапе в качестве исходной информации по геолого-геофизическим данным принимается информация по текущим геофизическим исследованиям скважин, проводимым на момент бурения скважин. Как правило, учитывается изменение нефтенасыщенности и водонасыщенности, а коллекторские свойства пластов, физико-химические свойства флюидов, насыщающих коллек-

тор, принимаются неизменными в течение всей истории разработки месторождения. При длительной истории разработки такой подход приводит к занижению или завышению начальных балансовых запасов нефти, получению погрешностей результатов геолого-технологического моделирования. Таким образом, чем больше длительность истории разработки, тем более увеличивается вероятность получения некорректных результатов моделирования и оценки запасов нефти.

С целью совершенствования методов моделирования пластовых систем многопластовых месторождений с большой историей разработки предложена технология построения геолого-технологической модели с учетом изменения коллекторских свойств пласта и физических свойств нефти и воды.

Для создания технологии геолого-технологического моделирования в условиях техногенного воздействия на продуктивные пласты была использована система 3-хмерного сеточного моделирования компании Landmark. По предлагаемой методике на первом шаге строится геолого-технологическая модель без учета изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды во времени. Расчет ведется с контролем по жидкости. История разработки разбивается на временные интервалы $1 \dots n$. Длительность интервала определяется исходя из интенсивности бурения скважин, соотношения количества добывающих и нагнетательных скважин, сходимости результатов фактических и модельных данных по дебитам нефти и воды при адаптации модели без учета изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды. В случае пересечения трендов изменения фактических и модельных данных по дебитам нефти и воды временными границами между этапами принимаются даты в точках пересечения трендов.

Затем для каждого интервала времени строится геолого-технологическая модель. Геологическая модель строится по параметрам, определенным по скважинам, пробуренным в периоды времени $1, 2 \dots n$ этапов. На первом этапе учитываются все исходные начальные геологические параметры на конечный момент этапа. На каждом последующем этапе отбрасываются параметры тех скважин, которые с некоторой долей вероятности изменились в процессе разработки. Для каждой скважины рассчитывается коэффициент вероятности изменения параметра во времени. При значении этого коэффициента более 0,8, параметр при построении модели не учитывается.

К основным параметрам, изменяющимся со временем автором отнесены: пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, вязкость нефти и воды, плотность нефти и воды, пластовое давление, давление насыщения, процентное содержание компонентов насыщающих пласт флюидов, газовый фактор.

Построение гидродинамической модели и адаптация модели по истории разработки осуществляется на каждом выделяемом этапе. Конечные результаты моделирования предыдущего этапа по расчетам насыщенностей флюидов, пластовых давлений, давления насыщения являются начальными для последующего.

Далее определяются псевдоотносительные проницаемости для всех пластов объекта. После обводнения n -го пропластка усредненное значение его водонасыщенности рассчитывается по следующему выражению:

$$S_{w_n} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \varphi_i (1 - S_{or_i}) + \sum_{i=n+1}^N h_i \varphi_i S_{w_i}}{\sum_{i=1}^N h_i \varphi_i}.$$

Оно представляет собой средневзвешенную по толщине и пористости водонасыщенность. Первый член в числителе указывает число обводнившихся пропластков, а второй – число необводнившихся пропластков, насыщенных остаточной или связанной водой.

Осредненные по толщине относительные проницаемости – это средневзвешенные произведения граничных значений проницаемости и толщины. Для воды суммируются значения по обводненным пропласткам – уравнение, а для нефти по необводнившимся.

На рис. 14–16 показано, как характер распределения проницаемости по разрезу влияет на псевдоотносительные фазовые проницаемости.

Исходя из распределения проницаемости по разрезу пласта-коллектора на каждом n -м этапе определяются или уточняются фазовые кривые моделирования.

В связи с тем, что исследования свойств нефти и воды не охватывают значительную долю скважин, для каждого моделируемого периода времени n рассчитываются средние показатели по исследованиям физических свойств нефти и воды за этот период времени.

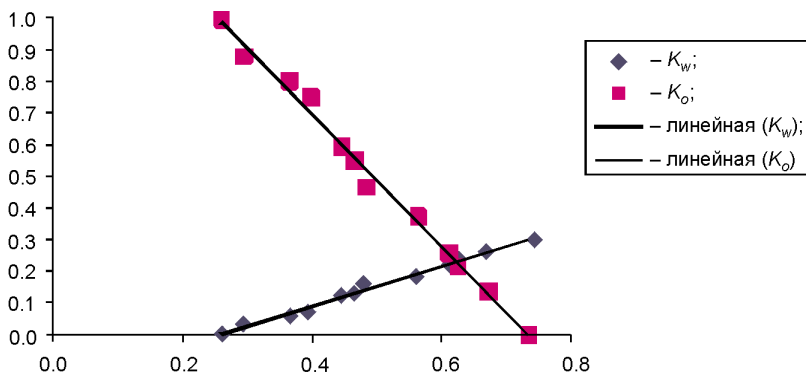


Рис. 14. Псевдоотносительные фазовые проницаемости при случайном распределении проницаемости по пласту-коллектору

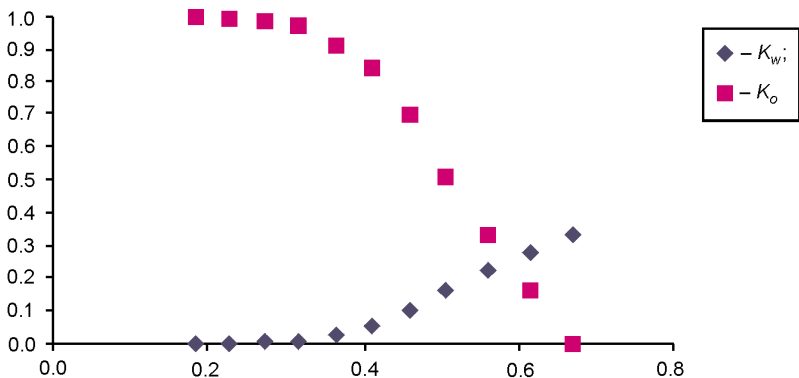


Рис. 15. Псевдоотносительные фазовые проницаемости при распределении проницаемости с уменьшением от кровли к подошве

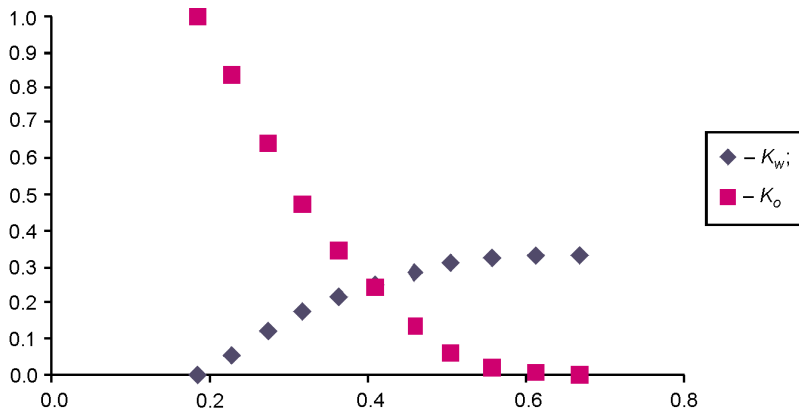


Рис. 16. Псевдоотносительные фазовые проницаемости при распределении проницаемости с увеличением от кровли к подошве

Показанное на рис. 17 влияние вязкости нефти на долю воды в потоке подтверждает необходимость учета изменения свойств нефти при моделировании и анализе разработки нефтяных месторождений.

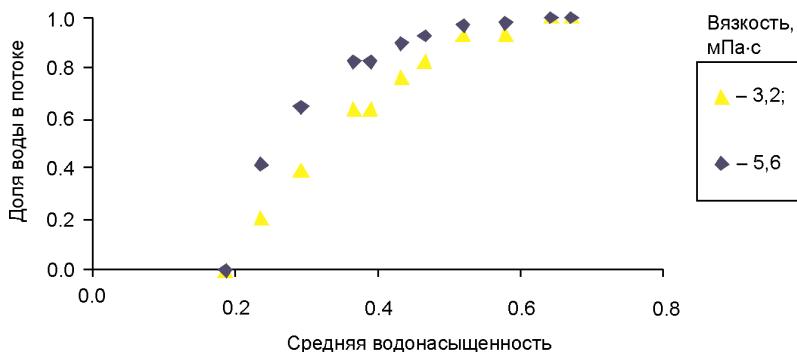


Рис. 17. Изменение доли воды в потоке при различных значениях вязкости нефти

Для формирования входных данных для моделирования на каждом этапе разработана автоматизированная система, включающая в себя:

- программы-конверторы распределенных сеток со значениями динамических параметров на конечном шаге каждого этапа в структуру данных, формирующих начальные условия для моделирования на последующем этапе.

- программы расчета средних показателей по физико-химическим свойствам нефти и воды моделируемого объекта.

Апробация методики построения моделей с учетом изменяющихся во времени геолого-физических параметров проведена на участке Абдрахмановской площади с эксплуатационным фондом 68 скважин. Был выполнено моделирование технологических параметров по различным вариантам, отличающимся по учету ряда параметров. Всего было рассчитано четыре варианта (рис. 18):

Вариант 1 – без учета изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды;

Вариант 2 – с учетом изменения физических свойств нефти и воды;

Вариант 3 – с учетом изменения коллекторских свойств пласта: пористости и проницаемости;

Вариант 4 – с учетом изменения коллекторских свойств пласта и физических свойств нефти и воды.

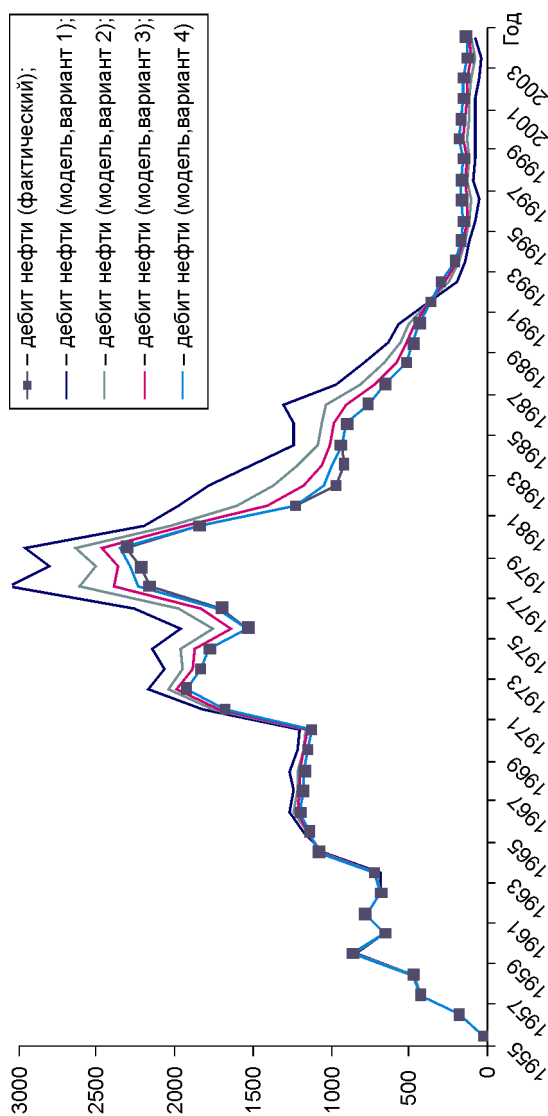


Рис. 18. Сравнение результатов моделирования с учетом изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды и без их учета

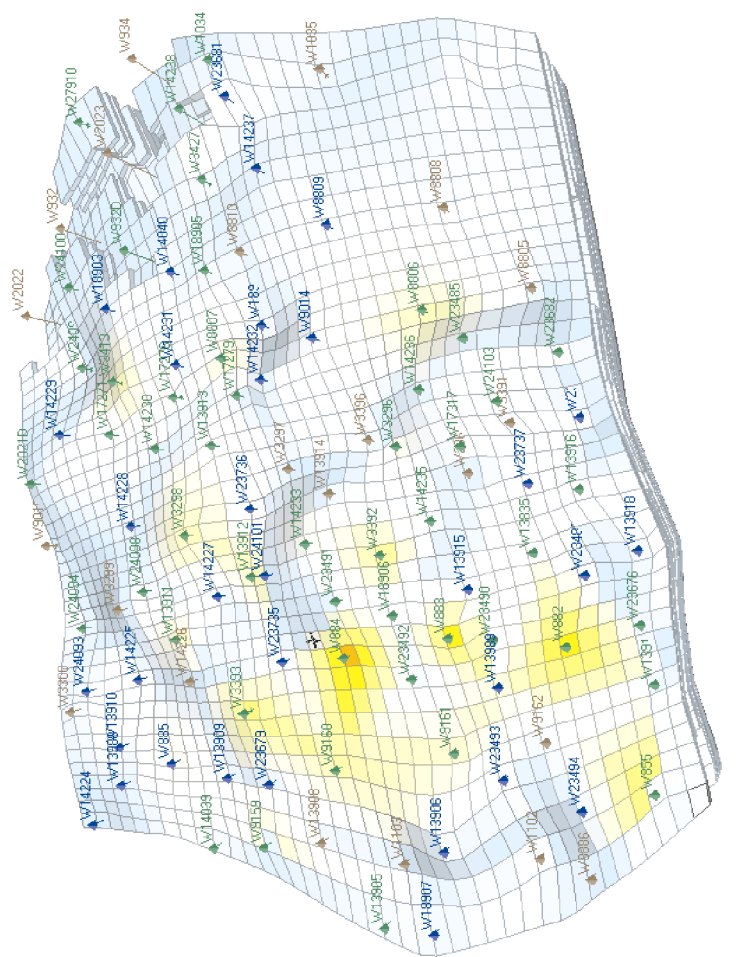


Рис. 20. Распределение разности значений накопленной нефти по модели и по факту по варианту 4 (с учетом изменений свойств пласта)

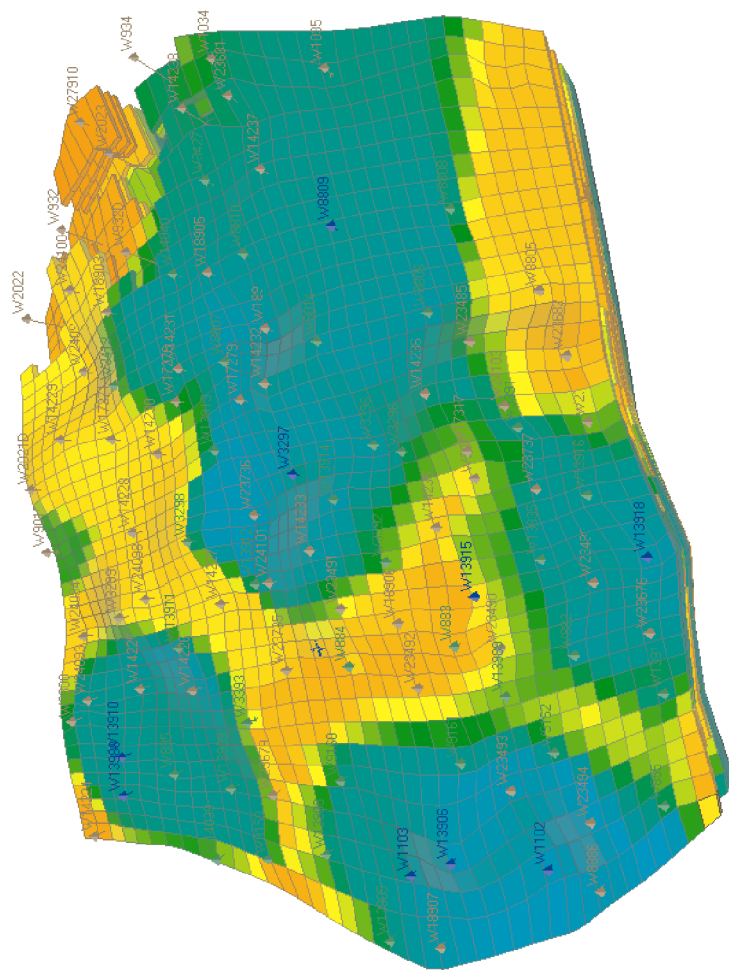


Рис. 22. Распределение остаточной нефтенасыщенности по варианту 4 (с учетом изменений свойств пласта)

По варианту 1 достигается наименьшая сходимость, по варианту 4 – наиболее точная сходимость модельных и фактических показателей по дебиту нефти.

Накопленная нефть является одним из показателей сходимости модели, учитывающей накопленную погрешность моделирования на каждом этапе. Поэтому был проведен расчет разности значений накопленной нефти по модели и по факту. Результаты представлены на рис. 19 и 20.

Расчетные остаточные запасы по модели, построенной по 4 варианту отличаются от остаточных запасов нефти по модели, построенной по 1 варианту на 9 %. Изменился и характер распространения остаточных запасов нефти по месторождению по толщине разреза и территориально. Результаты по расчетным распределениям остаточной нефтенасыщенности по варианту 1 и варианту 4 представлены в графическом виде на рис. 21 и 22.

В результате сравнения модельных дебитов по четырем вариантам сделан вывод о том, что учет изменения коллекторских свойств пласта, физических свойств нефти и воды ведет к более достоверным результатам моделирования.

Уточненные текущие показатели (остаточные запасы, остаточные нефтенасыщенные толщины), рассчитанные с учетом изменения свойств пласта позволяют более точно планировать проектные скважины и мероприятия по совершенствованию разработки нефтяных месторождений.

ГЛАВА 9. ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

9.1. Прогноз показателей разработки

Основным назначением геолого-технологических моделей в настоящее время является проведение прогноза технологических показателей разработки для составления проектных документов на разработку месторождений нефти и газа. Как правило, производится расчет нескольких вариантов разработки (минимум три), отличающихся количеством пробуренных скважин, разными интервалами перфорации, применением различных технологий и геолого-техническими мероприятиями, режимами работы скважин.

Вначале производят расчет базового варианта разработки. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти [84]. Базовый вариант рассчитывается до конца разработки или до достижения утвержденного КИН (в случае неизменности запасов). В базовом варианте должны быть все проектные скважины и их режимы из последнего проекта разработки. Далее производят расчет второго и последующих вариантов. Цель этих расчетов превысить утвержденный КИН. Для этого на базе адаптированной по истории разработки модели строятся карты плотности текущих геологических и подвижных запасов, текущих нефтенасыщенных толщин. Карты могут строиться по объекту разработки в целом, по пачке пластов и по каждому пласту. На картах определяются недренируемые запасы пласта: тупиковые, застойные зоны. В этих зонах разработчиком намечаются проектные скважины для выработки недренируемых запасов, последовательность их ввода, режимы их работы. Производят многовариантные расчеты и определяют технологические показатели разработки. На базе каждого рассчитанного варианты производят расчет экономической эффективности (см. главу 9). К внедрению рекомендуется наиболее оптимальный по экономике вариант в зависимости от стратегии нефтедобывающей компании.

При проведении ТЭО КИН проводят расчеты на разных сетках скважин, отличающихся их взаимным расположением и шагом сетки. В модели в функциях ОФП задается коэффициент вытеснения. Производятся расчеты до конца разработки, определяется КИН. Ко-

эффицент охвата определяется как отношение КИН к коэффициенту вытеснения.

Для расчетов прогнозных вариантов на скважинах задаются граничные условия и экономические ограничения (см. главу 6).

9.2. Выбор из нескольких геологических концепций

Часто существует несколько концепций геологического строения того или иного месторождения. Данные концепции могут быть схожие или противоположны друг другу. Как правило, выявить истинную концепцию можно лишь путем инструментальных замеров прямыми методами. Например, путем анализа кернового материала. Однако и это не всегда возможно. По керну нельзя определить проницаемость системы трещин, связывающей между собой соседние скважины, поскольку отбирается в основном материал, характеризующий матрицу, а фильтрация флюидов происходит по трещинам. Рассмотрим пример двух различных вариантов интерпретации ГИС в скважинах на участке 302, 303 залежей Ромашкинского месторождения. В первом варианте пласт представлен как коллектор порового типа, во втором варианте – как коллектор трещинно-порового типа с определением параметров трещин по результатам ГДИС. Кроме того, во втором варианте были определены интервалы содержания сульфатов (гипса и ангидрита) при интерпретации материалов ГИС, такие интервалы отнесены к неколлекторам. Вот две концепции геологического строения одного нефтяного пласта, каждая из которых требует своего подтверждения или опровержения.

Одним из способов проверки является воспроизведение на геолого-технологической модели истории разработки месторождения. Если удастся это сделать, значит геологическая модель построена верно, следовательно, концепция геологического строения заложенная в модель верна. Второй способ – показать на прогнозе обеспеченность запасами данного месторождения текущей системы разработки. То есть, оцениваем вовлеченные запасы, определенные по истории работы скважин и сравниваем их с запасами, полученными при гидродинамическом моделировании.

Для проверки концепций было построено две модели. Первая модель порового типа (модель 1), вторая трещинно-порового типа (модель 2) (рис. 23, 24). Для построения моделей создан проект OpenWorks, в который загружены исходные данные для каждой

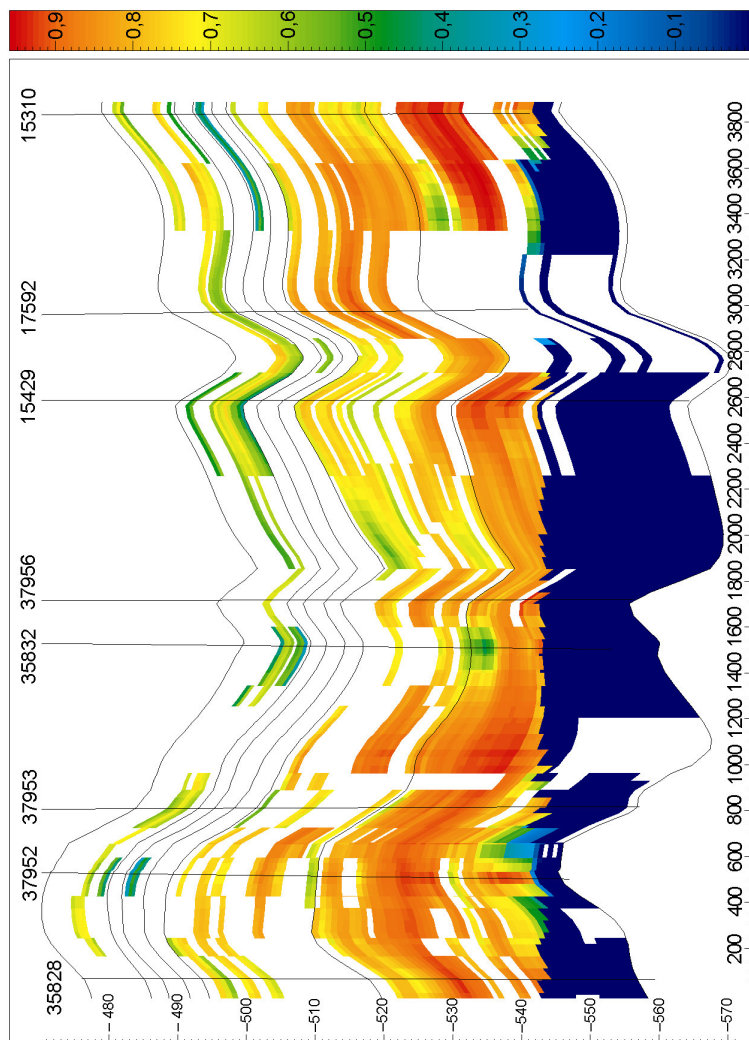


Рис. 23. Распределение начальной нефтенасыщенности на геологическом профиле по линии скв. 35828 – 15310 в интервале верейских, башкирских и серпуховских отложений трехмерной модели участка 301 – 303 залежей Ромашкинского месторождения по модели 1

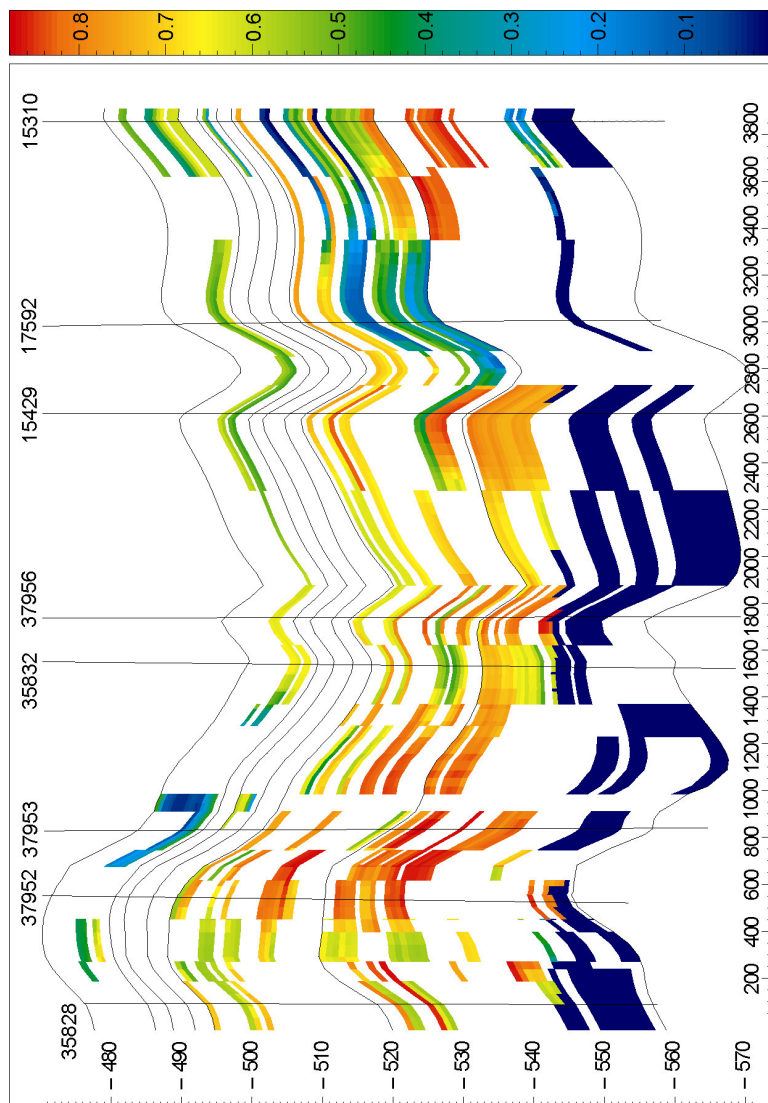


Рис. 24. Распределение начальной нефтенасыщенности на геологическом профиле по линии скв. 35828 – 15310 в интервале верейских, башкирских и серпуховских отложений трехмерной модели участка 301 – 303 залежей Ромашкинского месторождения по модели 2

скважины: устьевые координаты, значения альтитуды, инклинометрия, оцифрованный каротаж, стратиграфические отбивки верейского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов, а также данные переинтерпретации ГИС в виде кривых литологии, пористости, начальной нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, глинистости (табл. 3).

Учитывая степень разбуренности пилотного участка, в качестве оптимальных были выбраны следующие значения параметров построения: шаг сетки по оси $X - 50$ м, шаг сетки по оси $Y - 50$ м, радиус построения – 2500 м.

Структурная стратиграфическая модель отображает структурное и стратиграфическое строение объекта. На основе структурных сеток кровель и подошв горизонтов и пластов, создается структурный каркас геологической модели, по ячейкам которого в последующем распределяются данные.

В качестве исходных данных для построения структурной стратиграфической модели используются: структурные сетки поверхностей пластов (горизонтов); описание типа залегания пластов, что определяет способ их деления на пропластки (слои); количество слоев для каждого пласта. Структурно-стратиграфическая модель пилотного участка 301 – 303 залежей состоит из 7 пластов (включая межпластовые зоны), 110 слоев, 98 колонок, 94 рядов, 289190 ячеек. Так, например, ярус $C_{срп}$ имеет 50 слоёв с номера 2 по 51, ярус $C_{бш}$ имеет 30 слоев с номера 52 по 81, межпластовая зона $C_{бш} - C_{вр2}$ имеет один слой с номера 82 по 83 и т. д.

На основе геологической модели строилась гидродинамическая модель. При этом требовалось оценить качество интерпретации каротажного материала путем оценки адекватности фильтрационно-емкостных параметров участка его истории разработки.

По переинтерпретированным данным 1 оказалось невозможным построение модели двойной пористости вследствие отсутствия каких-либо данных по трещинам. Поэтому использовалась эквивалентная модель порового типа с одной пористостью и проницаемостью. По данным 2 строилась модель двойной пористости, так как были предоставлены трещинные пористость и проницаемость по 18 скважинам.

На данном участке ни одна из действующих скважин не эксплуатирует 301 залежь и данная залежь экранирована от 302 – 303,

Характеристика толщин пластов участка 301 – 303 залежей

Толщина	Наименование	По пласту в целом
<i>Верейский горизонт (301 залежь) (модель 1/модель 2)</i>		
Общая	Средняя, м	42,8
	Коэф. вариации, доли ед.	0,214
	Интервал изменения, м	(39,4...54,2)
Эффективная	Средняя, м	34/3,0
	Коэф. вариации, доли ед.	0,520/0,648
	Интервал изменения, м	(0,7...8,4)/(0,7...9,5)
В том числе: нефтенасы- щенная	Средняя, м	34/3,0
	Коэф. вариации, доли ед.	0,520/0,648
	Интервал изменения, м	(0,7...8,4)/(0,7...9,5)
<i>Башкирский ярус (302 залежь)</i>		
Общая	Средняя, м	17,1
	Коэф. вариации, доли ед.	0,501
	Интервал изменения, м	(6,9 – 32,8)
Эффективная	Средняя, м	6,5/5,3
	Коэф. вариации, доли ед.	0,630/0,545
	Интервал изменения, м	(0,8 – 19,6)/(0,9 – 15,2)
В том числе: нефтенасы- щенная	Средняя, м	6,5/5,3
	Коэф. вариации, доли ед.	0,622/0,545
	Интервал изменения, м	(0,8...19,6)/(0,9...15,2)

Толщина	Наименование	По пласту в целом
<i>Серпуховский ярус (303 залежь)</i>		
Общая	Средняя, м	29,6
	Коэф. вариации, доли ед.	0,418
	Интервал изменения, м	(7,9 ... 78,8)
Эффективная	Средняя, м	24,4/15,7
	Коэф. вариации, доли ед.	0,417/0,450
	Интервал изменения, м	(3,0 ... 48,6)/(1,9 ... 34,0)
В том числе: нефтенасыщенная	Средняя, м	15,2/9,5
	Коэф. вариации, доли ед.	0,510/0,417
	Интервал изменения, м	(2,7 ... 36,0)/(1,9 ... 19,8)

поэтому проверка качества интерпретации в сопоставлении с историей разработки данной залежи не представляется возможной.

В связи с этим для гидродинамического моделирования использовался объект, содержащий только 302 – 303 залежи. Так как на 302 залежи преобладающим направлением трещин является направление с северо-запада на юго-восток и ортогональное ему с юго-запада на северо-восток, то расчетная сетка была построена так, чтобы ее ребра были параллельны направлению трещин (рис. 25).

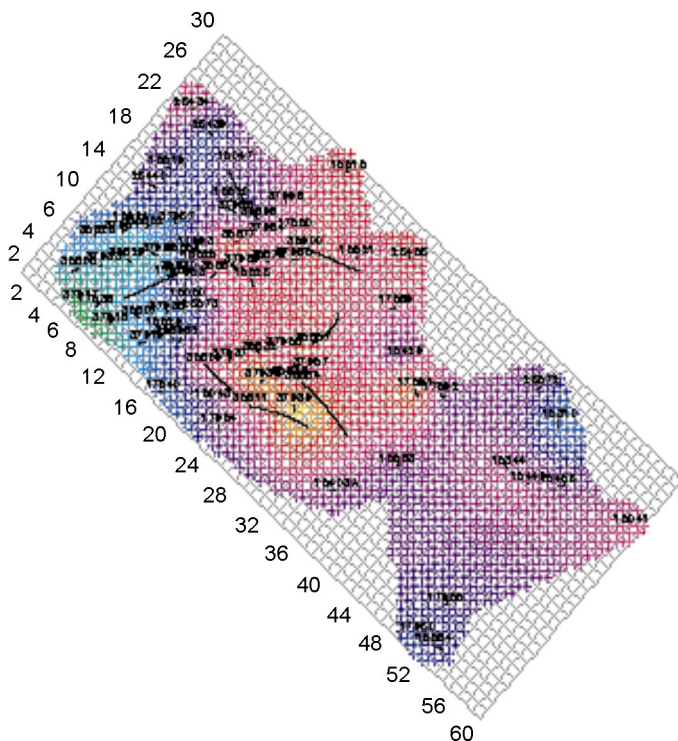


Рис. 25. Схема расположения и ориентация разностной сетки

Для моделирования приняты следующие свойства флюидов:

- плотность нефти в пластовых условиях – 881 кг/м^3 ;
- плотность воды – 1040 кг/м^3 ;
- вязкость воды – $1,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;
- давление насыщения $1,4 \text{ МПа}$

Данные PVT-свойств представлены в табл. 4.

Таблица 4

Давление, МПа	Газовый фактор, м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	Плотность газа, кг/м ³	Вязкость нефти, мПа·с	Вязкость газа, мПа·с
1,7	16,2	1,035	0,779	63,0	0,0177
1,3	15,7	1,031	0,779	70,0	0,0176
1,0	15,2	1,027	0,779	76,0	0,0175
0,7	14,8	1,022	0,779	83,0	0,0174
0,4	14,0	1,020	0,779	93,0	0,0173
0,2	13,5	1,107	0,779	100,0	0,0172
0,1	0,0	1,000	0,779	104,0	0,0171

Начальное распределение поля давлений задано исходя из условия гравитационного равновесия следующим образом: на глубине 500 м задано давление 5,8 МПа, на других глубинах давление рассчитывается. Насыщенность определяется исходя из заданного ВНК и функции капиллярного давления.

В качестве граничных условий на добывающих скважинах заданы среднегодовые дебиты жидкости, на нагнетательных скважинах – приемистость. В качестве ограничения снизу на добывающих скважинах задано давление насыщения.

Как было сказано выше, модель 1 является моделью порового типа, модель 2 строилась как модель «двойной пористости». Необходимо отметить, что параметры трещин были получены на основе интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ) и охватывают не весь разрез скважины. Поэтому при моделировании данные по пористости и проницаемости трещин были привязаны к интервалам перфорации скважин, во всех остальных зонах пласта эти данные были получены путем интерполяции.

Кроме отличия по типу модели наблюдается также различие в запасах. В модели 2 их на 40 % меньше чем в модели 1 (табл. 5). Причины различия в запасах описаны в разделе по геологическому моделированию.

Таблица 5

Начальные балансовые запасы пилотного участка 301 – 303 залежей (модель 1/ модель 2)

Горизонт, ярус (залежь)	Объем нефтенасы- щенных пород, тыс. м ³	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэффициент, доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	Начальные балансовые за- пасы нефти, тыс. т
Верейский го- ризонт (301 залежь)	14465/11058	0,097/0,103	0,64/0,53	0,965/0,965	0,907/0,907	783/547
Башкирский ярус (302 залежь)	43598/34090	0,116/0,116	0,80/0,62	0,967/0,967	0,908/0,908	3720/2243
Серпуховский ярус (303 залежь)	52809/31078	0,145/0,167	0,83/0,68	0,968/0,968	0,906/0,906	5709/3093
Итого:	110872/76226					10212/5883

9.2.1. Анализ результатов

В принципе достижима адаптация любой модели под фактическую добычу путем модификации геологических параметров. При этом возможно достаточно сильное отклонение от первично полученных в результате интерпретации параметров, вплоть до получения нереальных величин. Поскольку в данном случае целью является сравнение различных вариантов интерпретации, проводился анализ воспроизведения исторической добычи по оригинальным переинтерпретированным данным ГИС.

На рис. 26–30 представлены в сравнении по участку в целом фактические и модельные показатели по дебиту жидкости, нефти и воды, а также по накопленной добыче жидкости нефти и воды за всю историю разработки.

В табл. 6 представлены дебиты и накопленные показатели по моделям 1 и 2, из которых следует, что ни одна из моделей не воспроизводит с достаточной точностью фактические отборы жидкости. При этом модель 2 значительно лучше приближена к факту по сравнению с моделью 1. Более того, учитывая тот факт, что адаптация по данному участку не проводилась, можно считать интерпретацию ГИС, использованную при построении модели 2 удовлетворяющей предъявляемым требованиям к модели в области интегральных показателей.

Таблица 6

Показатели	Модель 1	Модель 2
Дебит жидкости на 01.10.2003 в % от фактического значения	53	91
Накопленная добыча жидкости на 01.10.2003 в % от фактического значения	57	90
Дебит нефти на 01.10.2003 в % от фактического значения	58	92
Накопленная добыча нефти на 01.10.2003 в % от фактического значения	107	103
Дебит воды на 01.10.2003 в % от фактического значения	51	90
Накопленная добыча воды на 01.10.2003 в % от фактического значения	28	82

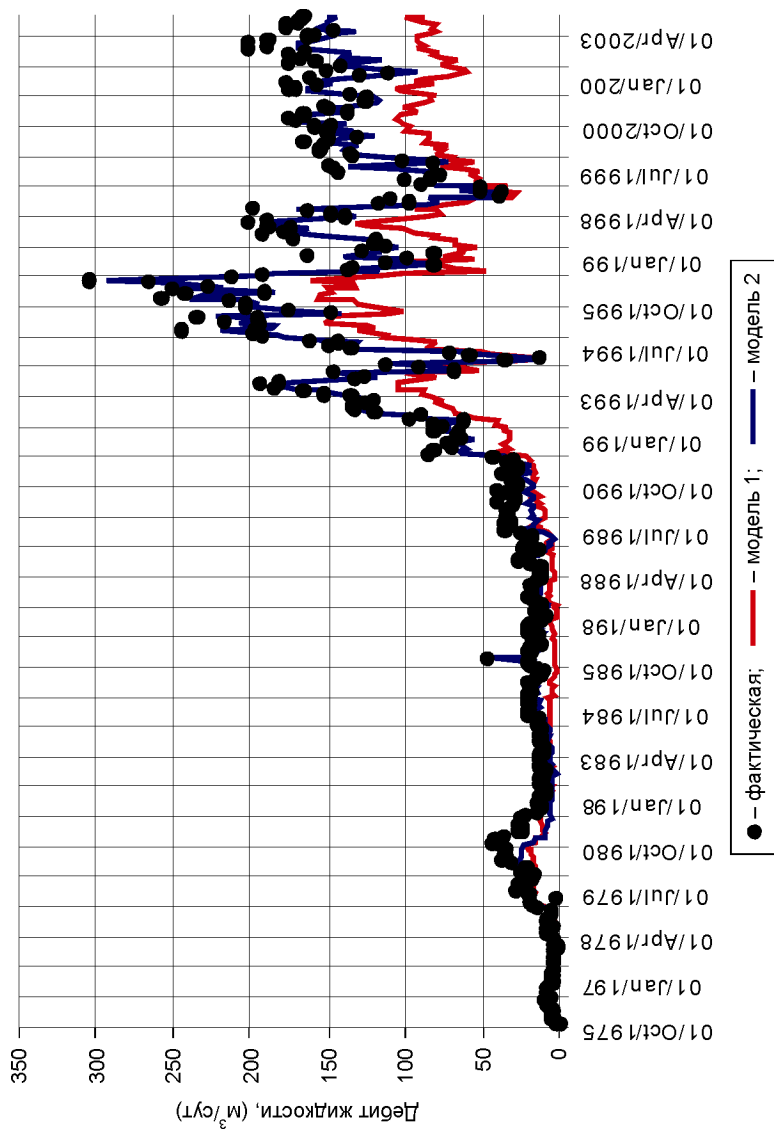


Рис. 26. Фактические и модельные дебиты жидкости по моделям 1 и 2 (м³/сут)

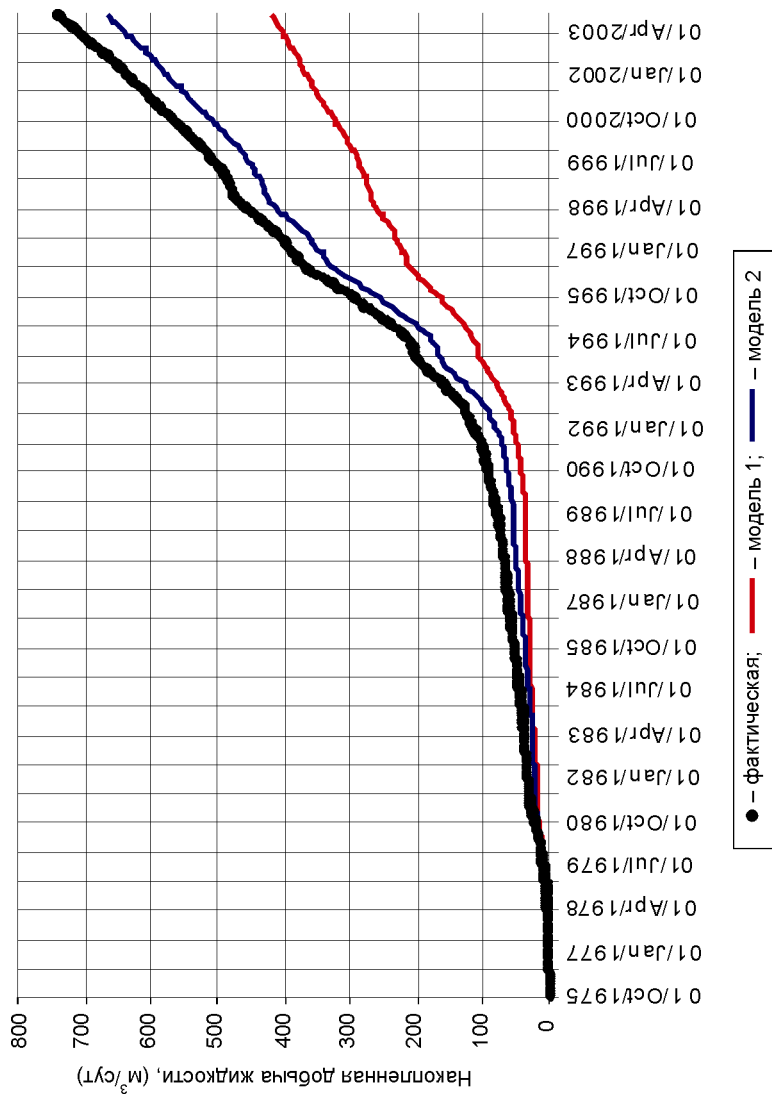


Рис. 27. Фактическая и модельная накопленная добыча жидкости по моделям 1 и 2 (м³/сут)

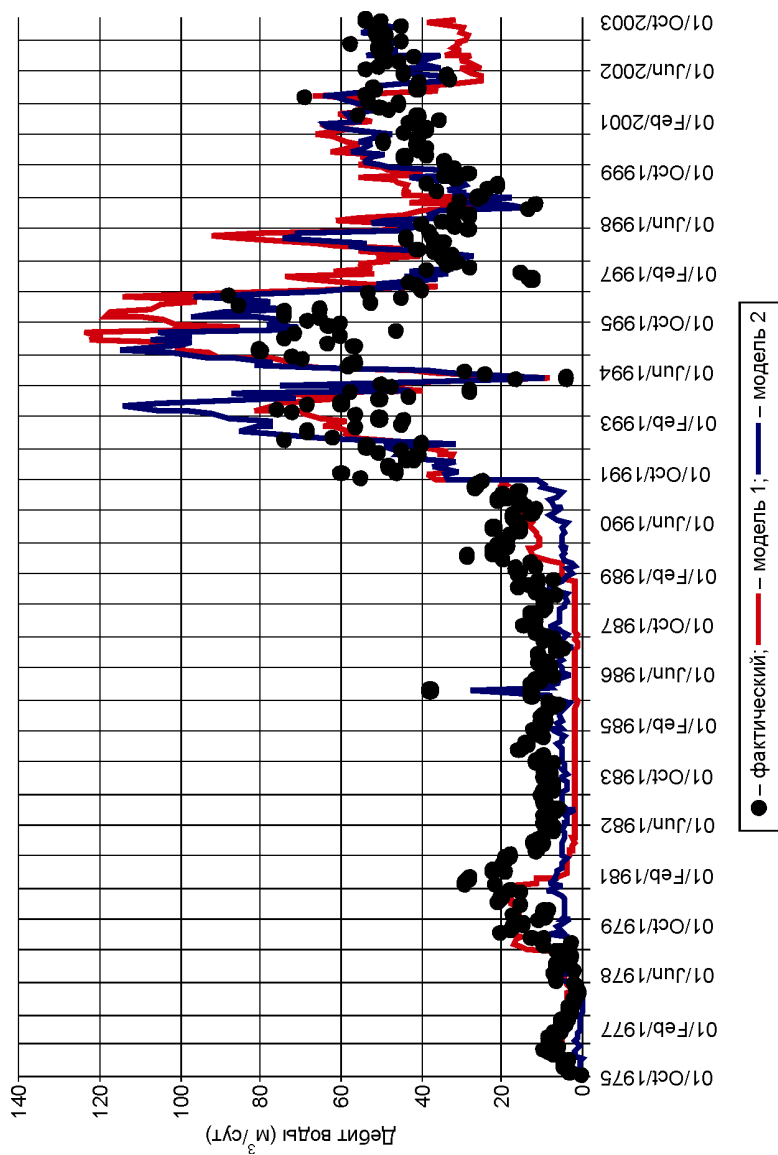


Рис. 28. Фактические и модельные дебиты нефти по моделям 1 и 2 ($\text{м}^3/\text{сут}$)

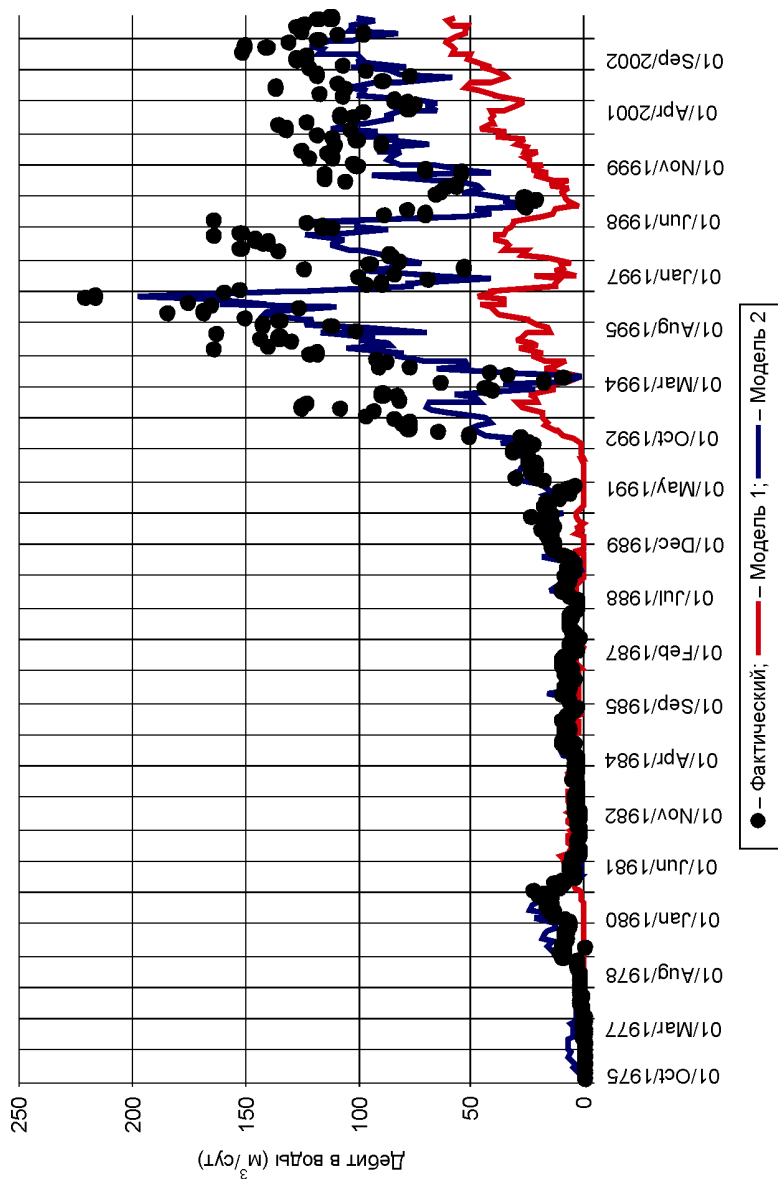


Рис. 29. Фактическая и модельная накопленная добыча нефти по моделям 1 и 2 (м³/сут)

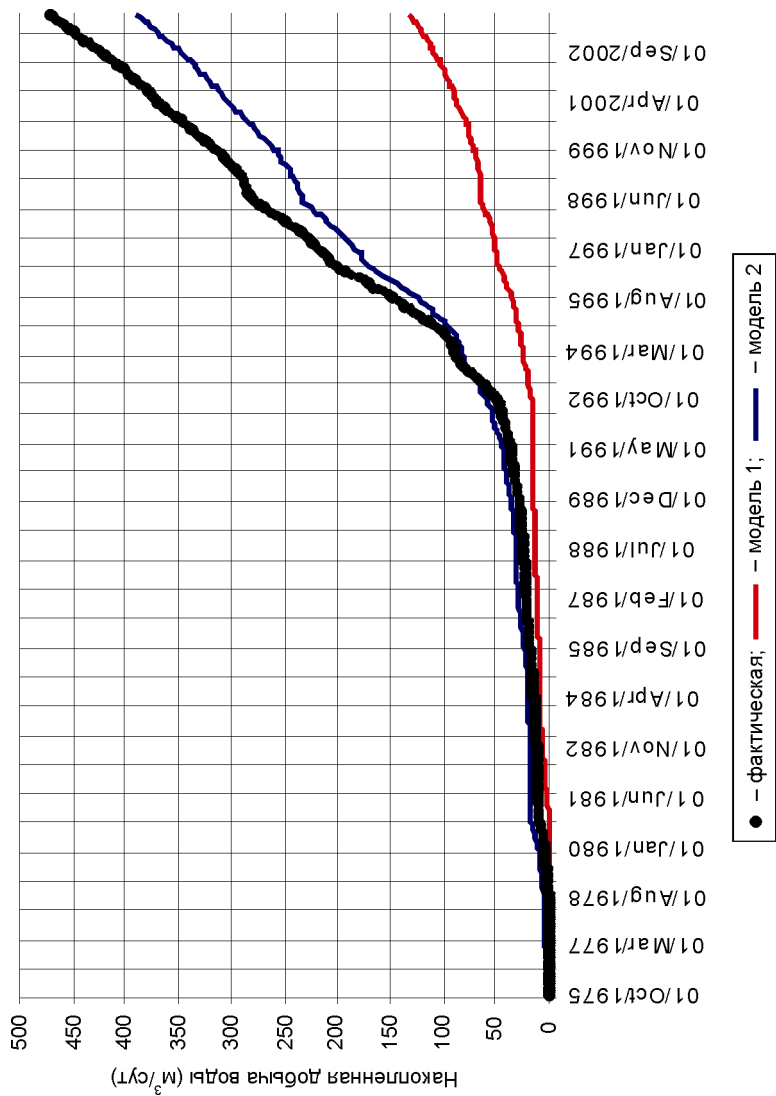


Рис. 30. Фактическая и модельная накопленная добыча воды по моделям 1 и 2 (м³/сут)

Рассмотрим полученные модели с точки зрения соответствия модельных показателей по скважинам их фактическим значениям. Для данного исследования была использована методика статистического анализа результатов моделирования.

На рис. 31–32 представлены табличные распределения коэффициентов корреляции по дебитам нефти и воды. Из рисунков видно, что в модели 1 свыше 42 % скважин воспроизводят историю с коэффициентом корреляции по нефти более 0,7. По модели 2 с корреляцией по нефти более 0,7 воспроизводят историю 61 % скважин. По модели 1 с корреляцией по воде более 0,9 воспроизводят историю 30 %, а по модели 2 с той же корреляцией по воде 61 %. На рис. 33–35 представлены графические распределения коэффициентов корреляции по дебитам нефти и воды, по которым визуально видно превосходство модели 2. Тем не менее, ни одна из моделей в представленном виде не удовлетворяет требуемой точности для принятия решений и не может быть использована для прогноза технологических показателей без дополнительной адаптации по истории разработки.

Сравнивая воспроизведение истории разработки моделями 1 и 2, можно отметить объективное превосходство модели 2, однако называть однозначную причину такого превосходства нельзя без дополнительных исследований. В данном случае наблюдается наложение двух основных факторов. Первый фактор заключается в принципиальном отличии по типу модели. Модель 1 порового типа, модель 2 типа двойной пористости и проницаемости. Второй фактор заключается в значительной разнице (более 40 %) в запасах нефти.

В модели 1 наблюдается недостаточный отбор жидкости по сравнению с фактом, а в особенности воды. Одним из объяснений может быть то, что фильтрационные свойства пластов, заложенные в модель для карбонатов не высоки, а трещиноватость не учтена, поэтому модель не может поддерживать заданный отбор жидкости и переходит на режим поддержания забойного давления. Нами было сделано предположение о том, что при внесении в модель 1 параметров трещин модель сможет поддерживать фактические отборы жидкости. Для проверки данной гипотезы, а также для выявления влияния запасов нефти на воспроизведение истории разработки была построена модель, содержащая все параметры модели 1, а, следовательно, и запасы модели 1, плюс параметры трещин модели 2. В результате полученная модель, назовем ее условно модель 1–2, действительно по отбору жидкости практически повторила модель 2,

Распределение скважин (%)		
Коэфф. корр.	Частость	Накоп. част.
-1.0 – 0.0	11.11	11.11
0.0 – 0.1	4.44	88.89
0.1 – 0.2	4.44	84.44
0.2 – 0.3	4.44	80.00
0.3 – 0.4	6.67	75.56
0.4 – 0.5	2.22	68.89
0.5 – 0.6	11.11	66.67
0.6 – 0.7	13.33	55.56
0.7 – 0.8	15.56	42.22
0.8 – 0.9	8.89	26.67
0.9 – 1.0	17.78	17.78

а)

Распределение скважин (%)		
Коэфф. корр.	Частость	Накоп. част.
-1.0 – 0.0	2.56	2.56
0.0 – 0.1	7.69	97.44
0.1 – 0.2	5.13	89.74
0.2 – 0.3	0.00	84.62
0.3 – 0.4	5.13	84.62
0.4 – 0.5	5.13	79.49
0.5 – 0.6	0.00	74.36
0.6 – 0.7	12.82	74.36
0.7 – 0.8	20.51	61.54
0.8 – 0.9	20.51	41.03
0.9 – 1.0	20.51	20.51

б)

Рис. 31. Корреляция по дебиту нефти модели 1 (а) и модели 2 (б)

Распределение скважин (%)			
Коефф. корр.	Частость	Накоп. част.	
-1.0 – 0.0	9.30	9.30	
0.0 – 0.1	25.58	90.70	
0.1 – 0.2	0.00	65.12	
0.2 – 0.3	4.65	65.12	
0.3 – 0.4	4.65	60.47	
0.4 – 0.5	0.00	55.81	
0.5 – 0.6	4.65	55.81	
0.6 – 0.7	6.98	51.16	
0.7 – 0.8	4.65	44.19	
0.8 – 0.9	9.30	39.53	
0.9 – 1.0	30.23	30.23	

а)

Распределение скважин (%)			
Коефф. корр.	Частость	Накоп. част.	
-1.0 – 0.0	5.13	5.13	
0.0 – 0.1	7.69	94.87	
0.1 – 0.2	0.00	87.18	
0.2 – 0.3	0.00	87.18	
0.3 – 0.4	7.69	87.18	
0.4 – 0.5	0.00	79.49	
0.5 – 0.6	2.56	79.49	
0.6 – 0.7	7.69	76.92	
0.7 – 0.8	2.56	69.23	
0.8 – 0.9	5.13	66.67	
0.9 – 1.0	61.54	61.54	

б)

Рис. 32. Корреляция по дебиту воды модели 1 (а) и модели 2 (б)

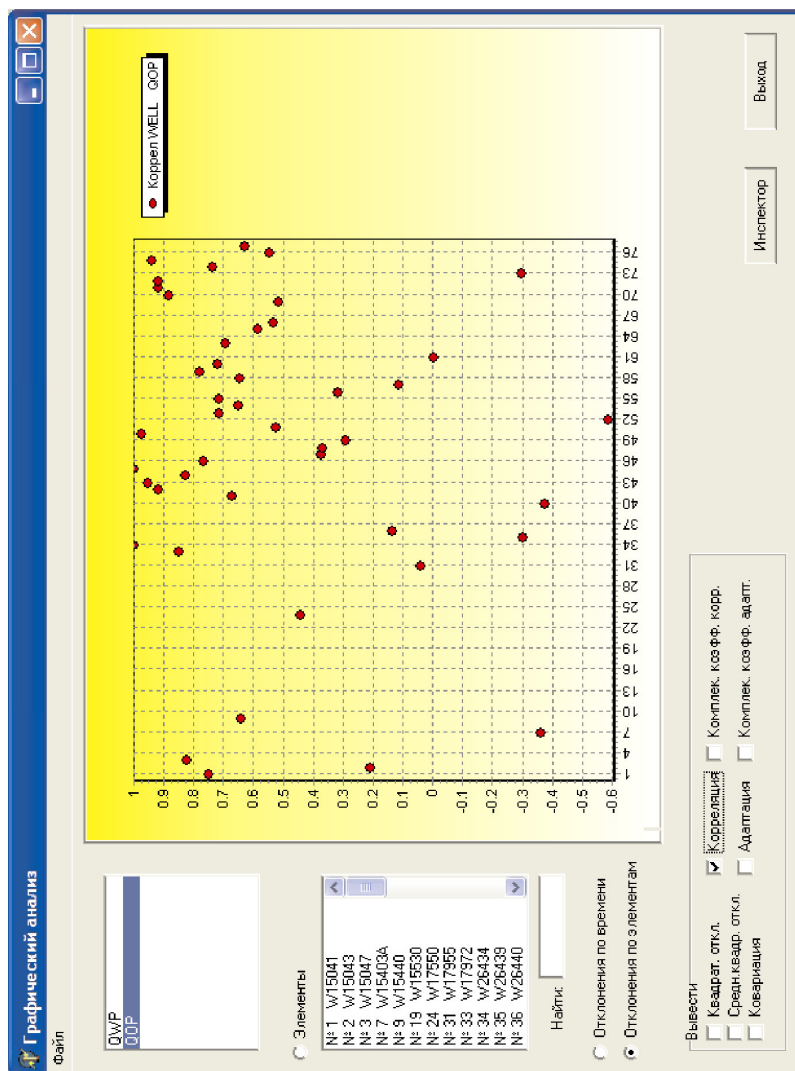


Рис. 33. Корреляция по дебиту нефти модели 1

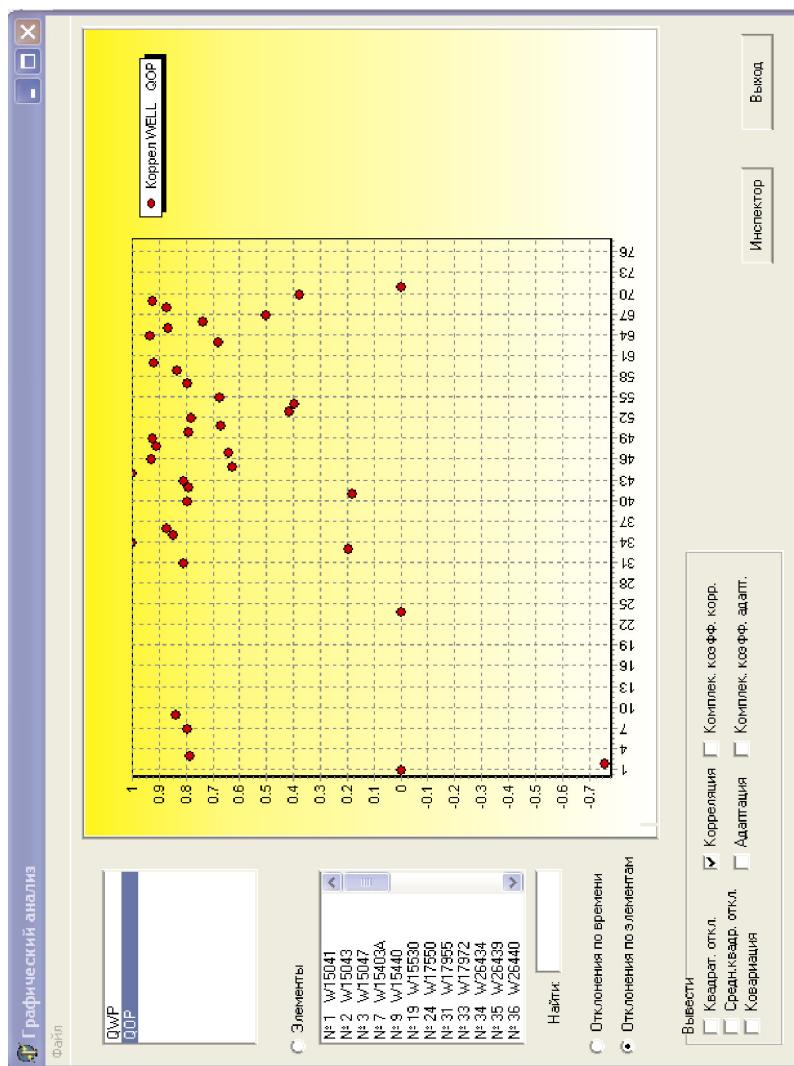


Рис. 34. Корреляция по дебиту нефти модели 2

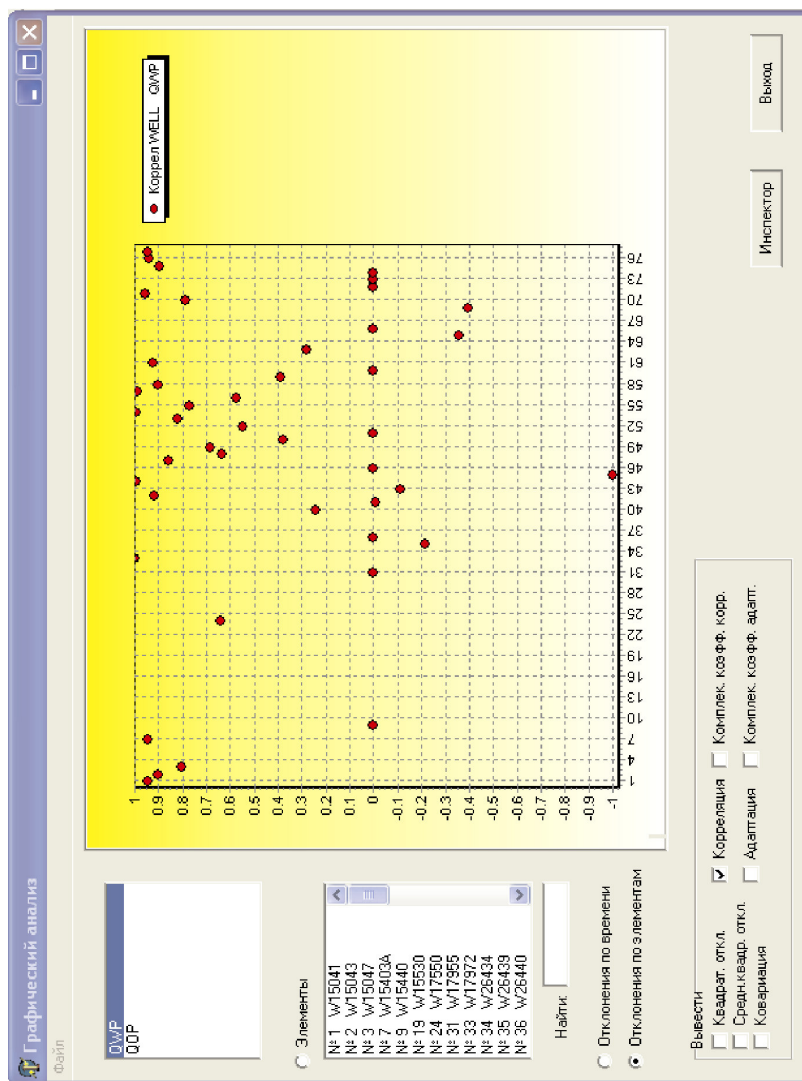


Рис. 35. Корреляция по дебиту воды модели 1

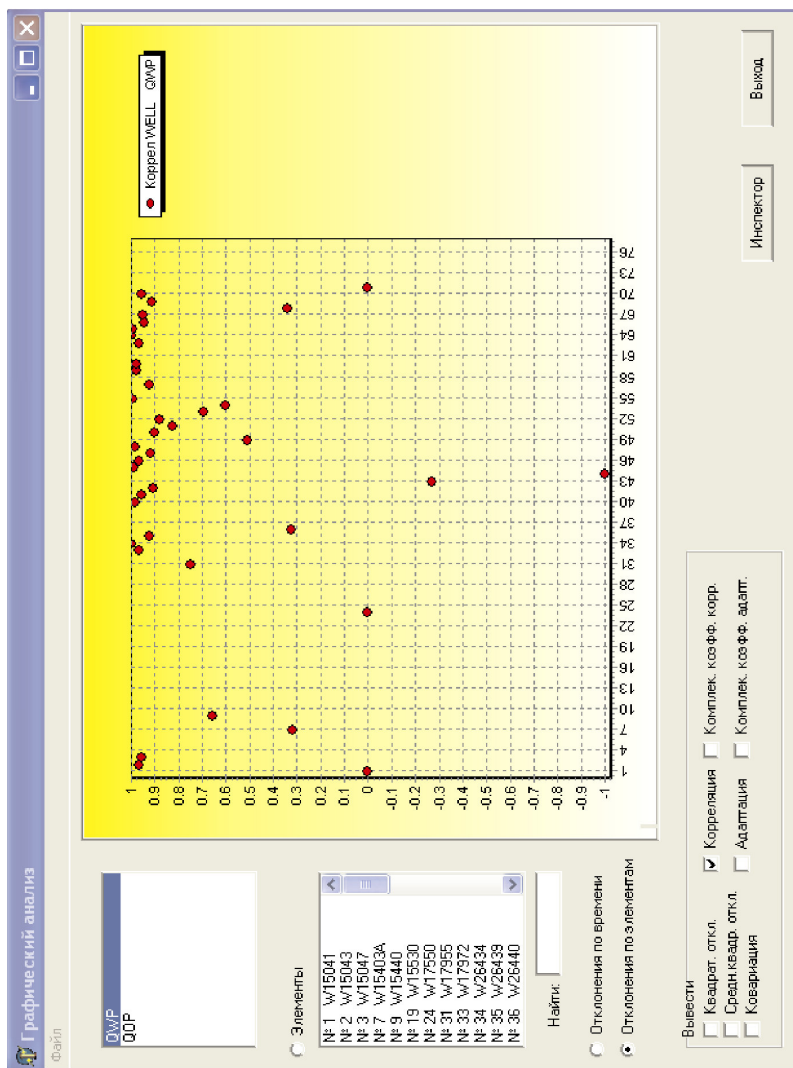


Рис. 36. Корреляция по дебиту воды модели 2

за исключением временного отрезка 2000 по 2003 г., где отбор жидкости незначительно ниже, чем в модели 2 (рис. 37–39). Накопленный отбор жидкости модели 1–2 составил 96% от отбора жидкости модели 2. Несмотря на то, что с введением свойств трещин удалось вывести добычу жидкости на уровень модели 2, дебиты нефти в модели 1-2 значительно превосходят фактические дебиты, а дебиты воды меньше фактических. Накопленная нефть модели 1–2 в 2,03 раза превышает фактическое значение, накопленная вода составляет 20 % от фактического значения.

Таким образом, показано, что геологическое строение объекта заложенное в модель 2, позволяет лучше воспроизвести историю разработки этого объекта на гидродинамической модели. Попытаемся далее сопоставить извлекаемые запасы нефти на данном объекте, полученные по характеристикам вытеснения (учитывающим только эксплуатационные показатели, но не привязанным к геологическому строению) с извлекаемыми запасами нефти, полученными по гидродинамическим моделям 1 и 2 (учитывающим и геологию и разработку объекта). Сопоставление запасов произведем для участка 302 – 303 залежи как единого объекта, поскольку имеется гидродинамическая связь и так он представлен в модели.

Коэффициент нефтеотдачи был определен по методике А.В. Копытова [26]. Данная методика основана на статистической обработке кривых накопленной добычи нефти, построенных по материалам месторождений Урало-Поволжья. Закон изменения накопленной добычи в зависимости от времени уже в первые годы разработки с очень высокой степенью точности описывается одной и той же формулой:

$$Q = a - b/t, \quad (9.1)$$

где Q – накопленная добыча нефти; a и b – положительные числа, размерность которых зависит от размерности откладываемых на осях координат величин; t – годы с начала разработки.

Из формулы видно, что $Q=a$ при стремлении времени к бесконечности, т. е. параметр a представляет собой суммарное количество нефти, которое можно извлечь при существующем режиме, что соответствует первоначальным извлекаемым запасам нефти.

Из формулы (9.1) видно, что кривые накопленной добычи в координатах $Q \cdot t - t$ должны трансформироваться в прямые вида:

$$Qt = at - b. \quad (9.2).$$

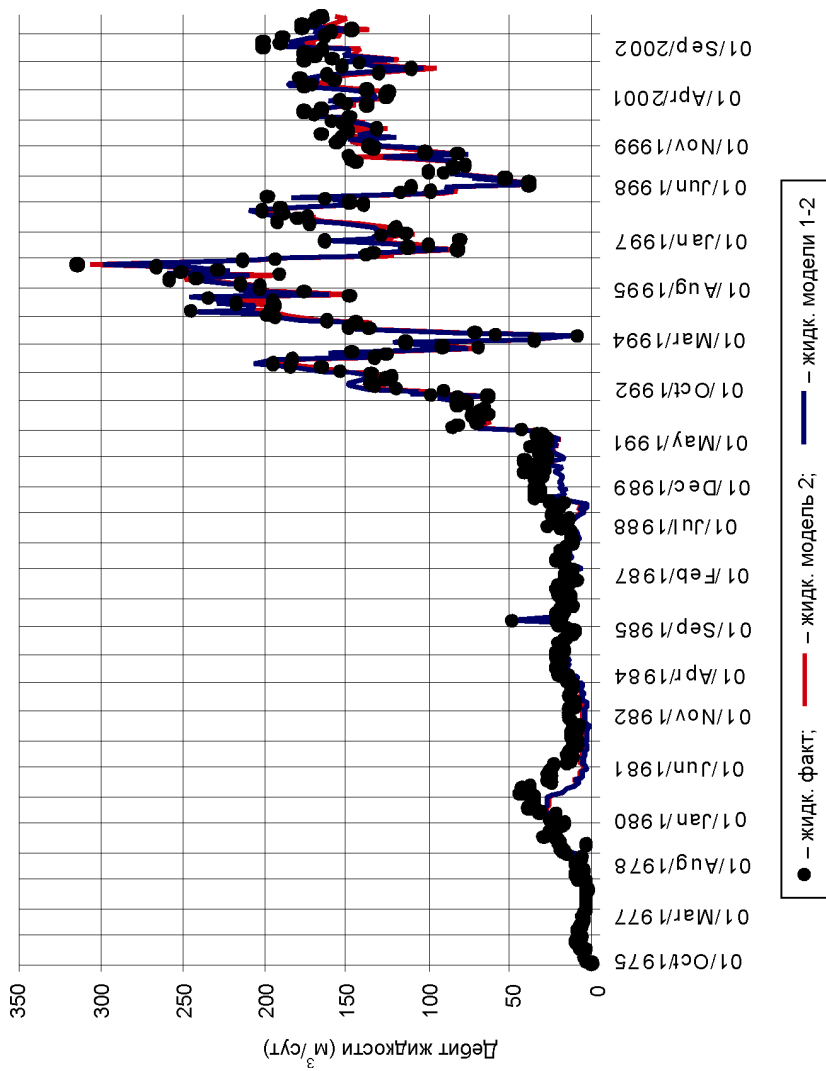


Рис. 37. Фактические и модельные дебиты жидкости по моделям 1–2 и 2 ($\text{м}^3/\text{сут}$)

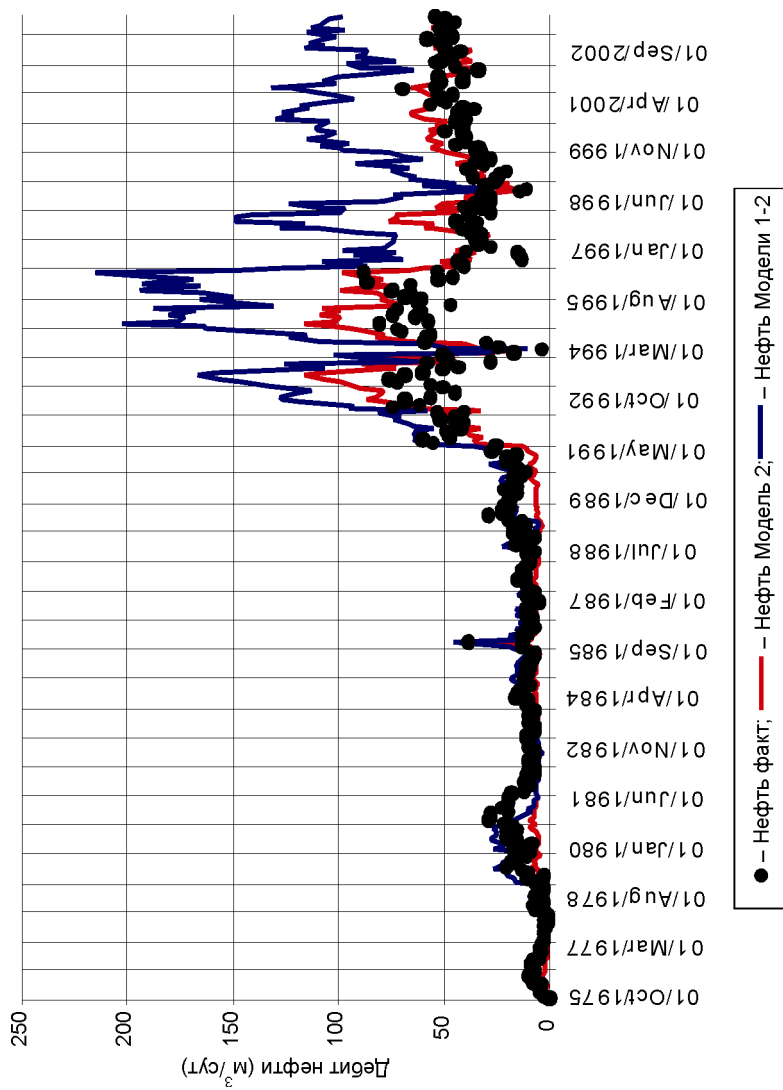


Рис. 38. Фактические и модельные дебиты нефти по моделям 1-2 и 2 (м³/сут)

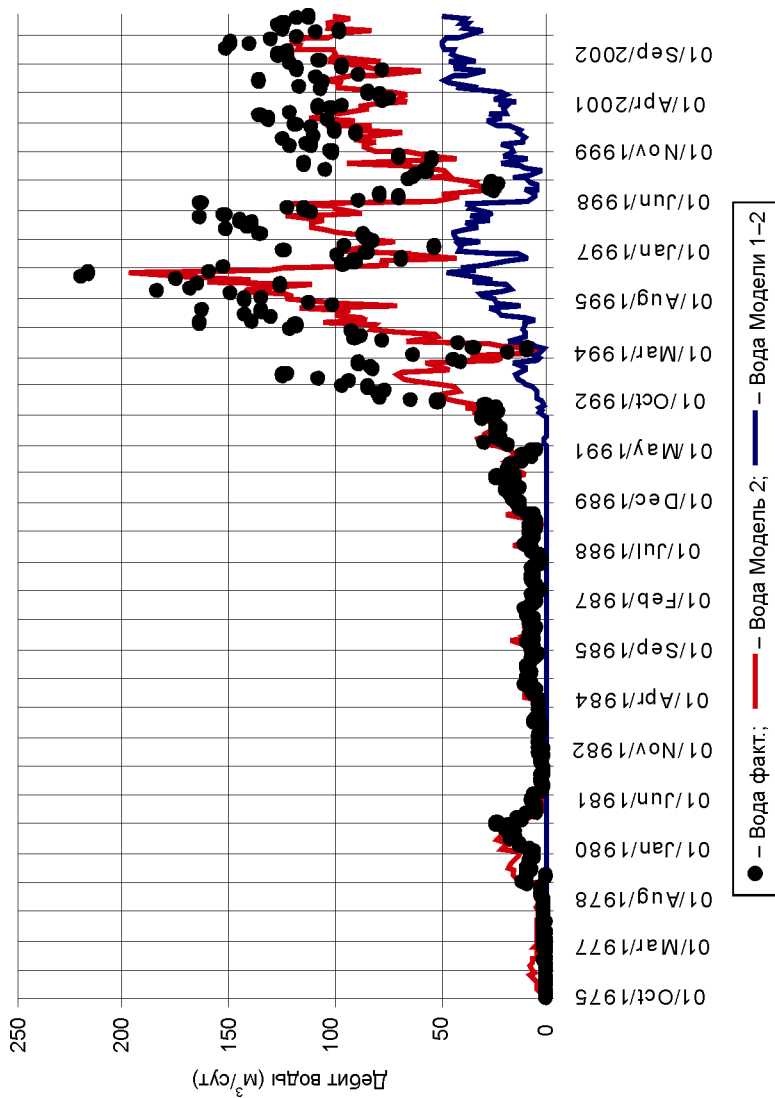


Рис. 39. Фактические и модельные дебиты воды по моделям 1–2 и 2 (м³/сут)

Математическая обработка фактических данных накопленной добычи нефти в координатах $Q \cdot t - t$ позволяет подсчитать извлекаемые запасы на любой период разработки как по залежи в целом, так и по группе скважин. На рис. 40 приведено определение извлекаемых запасов на пилотном участке 302 – 303 залежи по методике Копытова. Видно, что извлекаемые запасы равны 613 тыс. т.

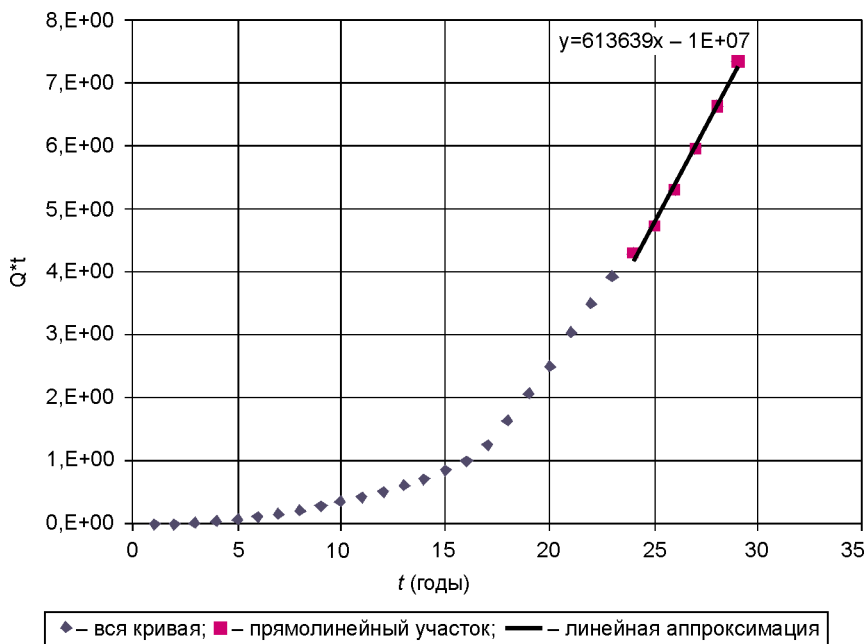


Рис. 40. Определение извлекаемых запасов нефти по методике Копытова

Коэффициент нефтеотдачи был определен по методике С.П. Назарова [27]. Метод основан на построении графика отношения накопленного отбора жидкости ($V_{\text{ж}}$) к накопленному отбору нефти $V_{\text{н}}$ в зависимости от накопленного отбора воды $V_{\text{в}}$ в пластовых условиях. После непродолжительного периода эксплуатации зависимость представляет собой прямую вида: $\frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{н}}} = B + AV_{\text{в}}$, где A и B – постоянные коэффициенты.

При бесконечной промывке пласта величина, обратная угловому коэффициенту, представляет собой начальные извлекаемые запасы нефти. На рис. 41 приведено определение извлекаемых запасов на

пилотном участке 302 – 303 залежи по методике Назарова. Извлекаемые запасы равны 779 тыс. т.

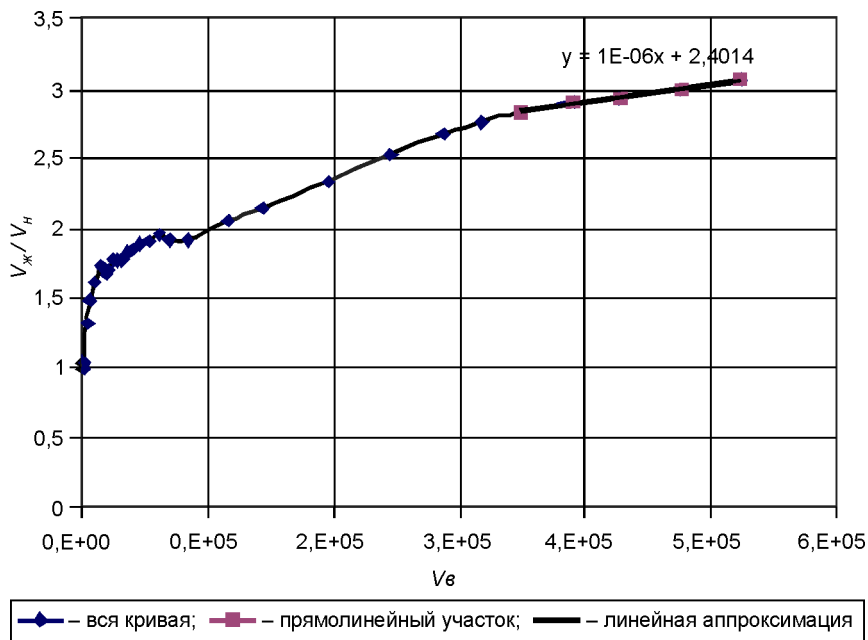


Рис. 41. Определение извлекаемых запасов нефти по методике Назарова

Коэффициент нефтеотдачи был определен по методике А.М. Пирвердяна [27]. По этому методу фактические точки в координатах $V_n - V_n^{-1/2}$ в поздней стадии разработки ложатся на прямую линию, экстраполяция которой до пересечения с Q_n используется для прогноза нефтеотдачи. На рис. 42 приведено определение извлекаемых запасов на пилотном участке 302 – 303 залежи по методике Пирвердяна. Видно, что извлекаемые запасы равны 550 тыс. т.

Коэффициент нефтеотдачи был определен по методике Г.С. Камбарова [27]. Данный метод основан на построении эмпирической зависимости в координатах $Q_n \cdot Q_{ж} - Q_{ж}$, где Q_n и $Q_{ж}$ – накопленные отборы жидкости и нефти в пластовых условиях.

После непродолжительного срока эксплуатации залежи кривые аппроксимируются прямой вида: $Q_n \cdot Q_{ж} = aQ_{ж} - b$. При бесконечной промывке пласта угловой коэффициент представляет собой извле-

каемые запасы нефти. На рис. 43 приведено определение извлекаемых запасов на пилотном участке 302 – 303 залежи по методике Камбарова. Видно, что извлекаемые запасы равны 410 тыс. т.

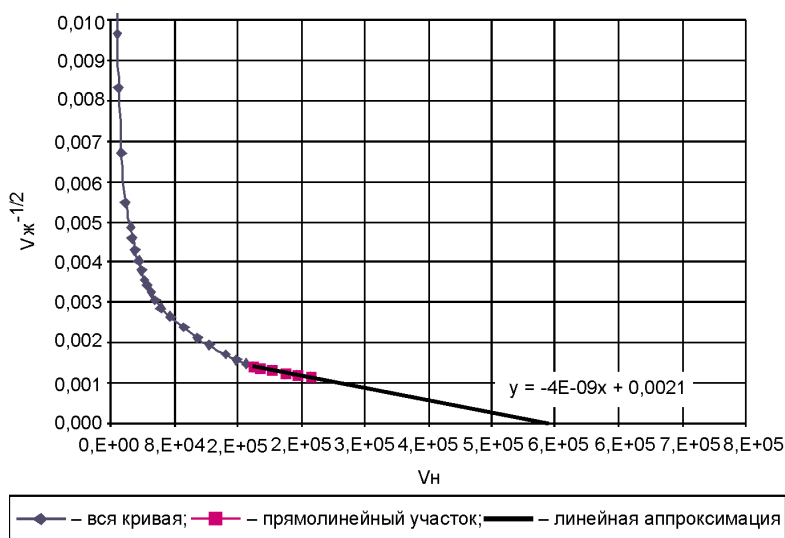


Рис. 42. Определение извлекаемых запасов нефти по методике Пирвердяна

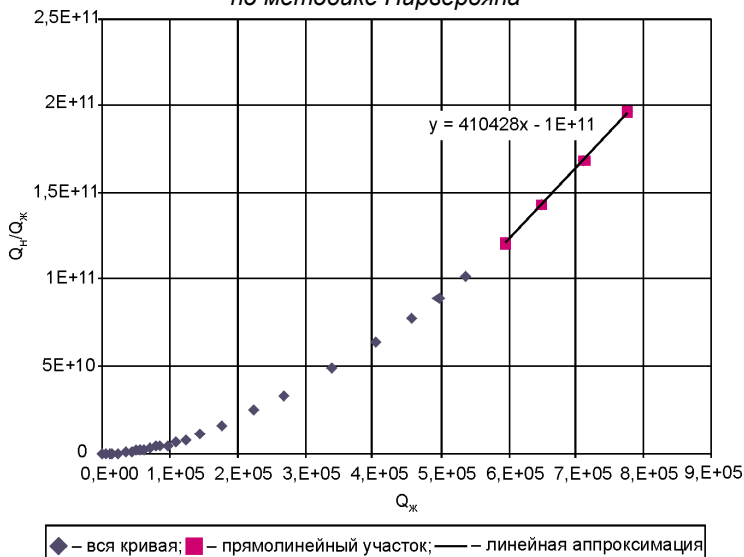


Рис. 43. Определение извлекаемых запасов нефти по методике Камбарова

Также были определены извлекаемые запасы нефти исследуемого объекта по гидродинамическим моделям 1 и 2. Итоговые результаты представлены в табл. 7. Из данной таблицы видно, что запасы, полученные по модели 1 в два раза превышают самую высокую оценку, полученную по характеристикам вытеснения, запасы, полученные по модели 2, практически совпали с запасами по методике Копытова и со средними запасами по всем характеристикам вытеснения.

Таблица 7

№	Методика	Извлекаемые запасы, тыс. т
1	А.В. Копытова	614
2	С.П. Назарова	779
3	А.М. Пирвердяна	550
4	Г.С. Камбарова	410
5	Средние по характеристикам вытеснения	588
6	Модель 1	1522
7	Модель 2	601

9.2.2. Выводы

Построены геологические и гидродинамические модели пилотного участка 301 – 303 залежей Ромашкинского месторождения. Геологическая модель строилась на основе разных версий переинтерпретированных данных ГИС, выполненных разными интерпретаторами.

Разница запасов по разным версиям переинтерпретации составляет в целом по залежам 43 %, в том числе по верейскому горизонту отличие составляет 30 %, по башкирскому ярусу – 40 %, а по серпуховскому горизонту – 46 %. Такая разница результатов, по-видимому, объясняется использованием различных методик интерпретации материалов ГИС в карбонатных коллекторах, разными методическими подходами при определении проницаемых интервалов коллекторов.

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- Предложенная методика оценки качества интерпретации может быть использована для карбонатных отложений.
- Для условий залежей 302–303 использование стандартной методики интерпретации без определения параметров трещин представляется не целесообразным.

- Интерпретация с большей неоднородностью и расчлененностью разреза более точно соответствует фактической работе скважин по сравнению с более однородной.
- Модель трещинно-порового коллектора позволяет воспроизвести историю разработки карбонатных коллекторов среднего карбона при минимальных вариациях исходных параметров залежей.
- Интерпретация геолого-геофизического материала карбонатных коллекторов среднего карбона без учета содержания сульфатов (гипса и ангидрита) дает завышенные запасы нефти, что не позволяет ее рекомендовать для применения в условиях залежей в карбонатных коллекторах среднего карбона.
- Целесообразно дополнить обязательный комплекс геофизических исследований карбонатных коллекторов среднего карбона акустическим методом и методом рассеянного гамма-излучения (плотностной вариант).

9.3. Регулирование разработки залежей в коллекторах трещинно-порового типа

Трещинно-поровая среда представляет собой совокупность пористых блоков, отделенных один от другого развитой системой трещин. Жидкости или газ насыщают и пронизываемые блоки, и трещины. При этом продольные размеры трещин значительно превосходят характерные размеры пор, так что проницаемость системы трещин значительно больше проницаемости системы пор в блоках [28]. Коэффициент трещинной пористости, как и коэффициент трещинной проницаемости, определяется густотой и раскрытием трещин. Густотой трещин Γ называется число трещин n данной системы, отнесенное к длине нормали L , проведенной к поверхностям, образующим трещины [29]. Для трещин, образующих несколько ориентированных систем или хаотически направленных, вместо густоты пользуются понятием объемной плотности.

Линейная густота трещин может быть выражена как величина, обратная межтрещинному интервалу:

$$L_{\text{т.тр.}} = \frac{1}{e}, \quad (9.3)$$

где e – интервал между трещинами, называемый высотой блока матрицы.

Наиболее полный обзор геометрических моделей трещинно-поровой среды представлен Голф-Рахтом [30]. На рис. 44 показаны идеализированные модели, обычно рассматриваемые в литературе:

а) модель Каземи образована чередующимися слоями матрицы и трещинами (рис. 44, а);

б) модель Уоррена – Рута образована блоками кубической формы, разделенными ортогональной сетью трещин (рис. 44, б).

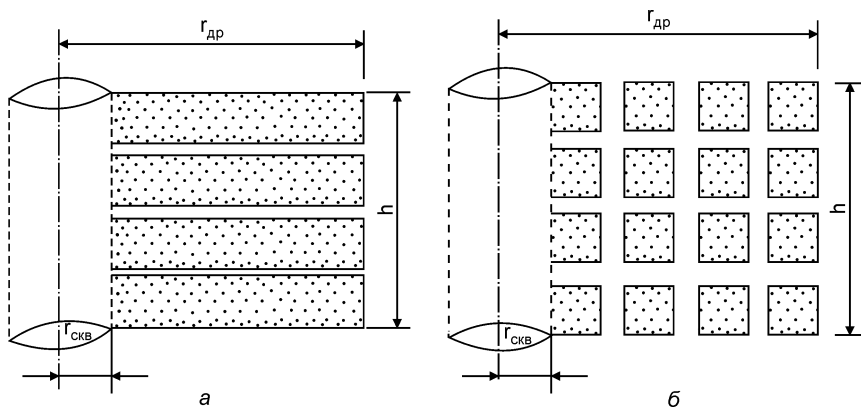


Рис. 44. Радиальное течение по направлению к скважине [30]

В модели Каземи течение осуществляется по слоям с различной проницаемостью параллельно напластованию и

$$K_{\text{тр.пл.}} = K_{\text{м.}} + K_{\text{тр.}} = K_{\text{м.}} + K'_{\text{тр.}} \frac{nb}{h}, \quad (9.4)$$

где $K_{\text{тр.пл.}}$ – коэффициент проницаемости трещинного пласта, $K_{\text{м.}}$ – коэффициент проницаемости матрицы породы, $K_{\text{тр.}}$ – коэффициент проницаемости системы трещин, $K'_{\text{тр.}}$ – коэффициент проницаемости трещины, n – число трещин, b – раскрытость трещин, h – толщина пласта.

В модели Уоррена – Рута блоки матрицы постоянно подпитывают трещины, и флюид течет в направлении к скважине только через сеть трещин. Следовательно,

$$K_{\text{тр.пл.}} = K_{\text{тр.}} \quad (9.5)$$

При испытании скважин в условиях установившегося притока получается значение проницаемости, которое может интерпретиро-

ваться по моделям Каземи или Уоррена – Рута [30]. В случае модели Каземи, где $K_m \ll K_{тр.}$, проницаемость, получаемая по данным исследований, соответствует аппроксимации $K_{тр.пл.} \sim K_{тр.}$.

В случае модели Уоррена – Рута, поскольку матрица считается совсем не участвующей в процессе фильтрации в условиях установившегося притока, $K_{тр.пл.} = K_{тр.}$.

Связь общей проницаемости $K_{тр.пл.}$, полученной по данным исследования скважин, с составляющими проницаемостями K_m и $K_{тр.}$ будет зависеть главным образом от выбранной модели пласта-коллектора. Другими словами, идеализация трещинно-матричной системы по какой-либо модели будет в дальнейшем определять соотношение между $K_{тр.пл.}$ и K_m , $K_{тр.}$.

Оценка проницаемости трещин по лабораторным замерам и данным испытания скважин не связывается с необходимостью знать параметры трещин (их раскрытости, ориентации, распространения и т. д.). Однако, по данным о проницаемости, определенной в процессе испытания скважин, можно подобрать эквивалентную геометрическую модель, которая имела бы те же трещинные характеристики и геометрию, используя для этого модели с одной или с многочисленными трещинами. Эта методика позволяет трансформировать результаты, полученные по испытаниям скважин или анализу керна, в результаты для так называемой идеализированной модели трещинного пласта-коллектора.

Пустотность единичной трещины может быть выражена следующим уравнением:

$$\Phi_{тр.} = \frac{alb}{alh} = \frac{b}{h}, \quad (9.6)$$

а проницаемость уравнением:

$$K_{тр.} = \frac{b^3}{12h} = \frac{b^2}{12} \Phi_{тр.} = K'_{тр.} \Phi_{тр.} \quad (9.7)$$

Трещинная пустотность и раскрытость трещины связываются с ее проницаемостью следующим образом:

$$\Phi_{тр.} = \frac{b}{h} = \frac{12K_{тр.}}{b^2}, \quad (9.8)$$

$$b = \sqrt[3]{12hK_{\text{тр.}}} = \sqrt{12K_{\text{тр.}}/\Phi_{\text{тр.}}} \quad (9.9)$$

Модель пласта с многочисленными трещинами, образованная параллельными одинаковыми по высоте слоями матрицы, которые разделены трещинами, предопределяет параллельное трещинам направление течения. Такая идеализация позволяет моделировать результаты, получаемые на месторождении, на основе более простой модели фильтрации.

Фильтрация флюида по трещинам (рис. 45) может быть описана уравнением:

$$q_{\text{тр.}} = nab \frac{K'_{\text{тр.}}}{\mu} \frac{\Delta P}{t} = na \frac{b^3}{12\mu} \frac{\Delta P}{l} \quad (9.10)$$

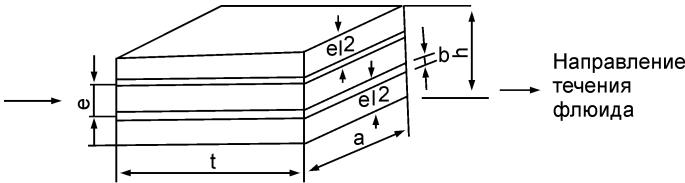


Рис. 45. Модель пласта с трещинами, параллельными слоям

Течение флюида через n трещин может быть выражено по закону Дарси следующим уравнением:

$$q_{\text{тр.}} = S \frac{K_{\text{тр.}}}{\mu} \frac{\Delta P}{l} = ah \frac{K_{\text{тр.}}}{\mu} \frac{\Delta P}{l} \quad (9.11)$$

Из сопоставления уравнений (1.2) и (1.3) следует:

$$K_{\text{тр.}} = \frac{nab^3}{12S} = A_{\text{г.тр.}} \frac{b^3}{12} = \Phi_{\text{тр.}} \frac{b^2}{12}, \quad (9.12)$$

или:

$$K_{\text{тр.}} = \frac{nab^3}{12ha} = L_{\text{г.тр.}} \frac{b^3}{12} = A_{\text{г.тр.}} b K'_{\text{тр.}} \quad (9.13)$$

Поскольку

$$A_{г.тр.} = \frac{na}{S} = \frac{l_{тр.}}{S} = \frac{na}{ha} = \frac{n}{h} = L_{г.тр.}, \quad (9.14)$$

то:

$$\Phi_{тр.} = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = A_{г.тр.} \cdot b. \quad (9.15)$$

9.3.1. Методы расчета фильтрации через трещинно-поровую среду

Наиболее эффективно решать задачи проектирования разработки и прогноза технологических показателей можно с использованием гидродинамических моделей. Однако, классические гидродинамические модели предназначены для расчета течения флюидов в пористой среде, трещинно-поровый коллектор моделируется в таких программах с некоторым приближением, при котором происходит задание свойств горных пород с преобладающими свойствами для всего коллектора. Такие фильтрационные модели не учитывают важные процессы, происходящие в пласте, например обмен флюидами между блоками матрицы и трещинами за счет капиллярной пропитки.

В работе [31] при рассмотрении фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах высказано предположение, что вытеснение нефти из пористых блоков осуществляется за счет противоточной капиллярной пропитки водой, находящейся в трещинах этого пласта. Фильтрация флюидов в трещинной среде происходит в условиях хаотичного распределения ориентировок и размеров трещин. Этот факт дает основание рассматривать трещинную среду как некую пористую среду, в которой роль зерен играют пористые блоки матрицы, а роль межзернового пространства играют трещины. В этой работе трещинно-поровая среда представлена в виде наложения двух пористых сред разного масштаба, причем между двумя средами происходит интенсивный обмен. Причем для алевролитов влияние трещин на увеличение общей емкости и проницаемости оказывается более заметным, чем для песчаников [32].

В соответствии с естественными представлениями о породах с развитой трещиноватостью, при таком распределении трещин считается, что каждый физически бесконечно малый объем охватывает

большое число блоков. Таким образом, в каждой точке пространства нужно рассматривать два давления и две скорости фильтрации жидкости: давление p_1 и скорость v_1 жидкости в среде 1 и давление p_2 и скорость v_2 жидкости в среде 2. При этом давление p_1 представляет собой среднее давление жидкости в трещинах в окрестности данной точки, а p_2 среднее давление в блоках в окрестности данной точки. Скорость v_1 представляет собой вектор, проекция которого на некоторое данное направление равна потоку жидкости, протекающему через сечение малой площадки, проходящей через данную точку перпендикулярно данному направлению, деленному на полную площадь сечения и плотность жидкости.

Важно иметь в виду, что пористость первой среды на несколько порядков меньше пористости второй среды, а проницаемость первой среды на несколько порядков больше проницаемости второй среды.

Как в первой, так и во второй среде действует закон Дарси:

$$v_1 = -\frac{k_1}{\mu} \text{grad } p_1, \quad v_2 = -\frac{k_2}{\mu} \text{grad } p_2, \quad (9.16)$$

где v_1, v_2 – скорости фильтрации жидкости в первой и во второй среде; μ – вязкость жидкости; p_1, p_2 – давление в первой и во второй среде. Уравнения неразрывности для обеих сред имеют вид:

$$\frac{\partial(m_1 \rho)}{\partial t} + \text{div}(\rho v_1) - q = 0, \quad (9.17)$$

$$\frac{\partial(m_2 \rho)}{\partial t} + q = 0, \quad (9.18)$$

где m_1, m_2 – пористость в первой и во второй среде; q – количество жидкости, перетекающее за единицу времени из блоков в трещины в единице объема среды.

$$q = A \rho_0 (p_2 - p_1), \quad (9.19)$$

где A – коэффициент характеризующий интенсивность обменных процессов, ρ_0 – вязкость жидкости.

Вопросы фильтрации двухфазной жидкости в трещинно-поровых средах представляют собой особенно интересную тему для изучения, поскольку их изучение в лабораторных условиях крайне затруднительно. Вряд ли возможно конструирование элемента модели трещинно-поровой среды, содержащей в себе достаточно большое количество блоков.

Принято считать, что основные запасы нефти содержатся в блоках, а фильтрация происходит по системе трещин [33]. В работе Ромма [34] подробно освещаются вопросы фильтрации двухфазной жидкости в трещинно-поровой среде. Фильтрация двухфазной жидкости в трещинно-поровой среде рассматривается как явление, состоящее из двух процессов: фильтрация двухфазной жидкости в трещинах и капиллярная пропитка блоков. Автором делаются предположения о линейной зависимости фазовых проницаемостей от насыщенных фаз.

Для каждой из фаз справедлив закон Дарси:

$$\bar{v}_B(t) = -\frac{k\sigma}{\mu_B} \nabla p, \quad (9.20)$$

$$\bar{v}_H(t) = -\frac{k(1-\sigma)}{\mu_H} \nabla p. \quad (9.21)$$

Кроме того, для каждой из движущихся фаз справедливо уравнение неразрывности:

$$m_T \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \operatorname{div} v_B(t) = 0, \quad (9.22)$$

$$-m_T \frac{\partial \sigma}{\partial t} + \operatorname{div} v_H(t) = 0, \quad (9.23)$$

где m_T – трещинная пористость.

Это уравнение следует считать основным уравнением двухфазной фильтрации в чисто трещинной среде.

Как уже отмечалось выше, обмен жидкостью между пористыми блоками матрицы и трещинами происходит в основном за счет явления, называемого капиллярной пропиткой. Обычно этот процесс

происходит примерно так: менее смачивающая жидкость – нефть содержится в матрице (блоках), более смачивающая жидкость содержится в трещинах. Под действием капиллярных сил вода проникает в матрицу, вытесняя из нее нефть.

Двухфазная фильтрация жидкости для одномерного случая в условиях капиллярной пропитки может быть описана следующими уравнениями.

Уравнения баланса фаз:

$$\frac{\partial v_B}{\partial x} + m \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0, \quad (9.24)$$

$$\frac{\partial v_H}{\partial x} + m \frac{\partial \sigma}{\partial t} = 0, \quad (9.25)$$

$$v_H + v_B = 0. \quad (9.26)$$

Закон Дарси:

$$v_B = -\frac{k}{\mu_B} \kappa_B(\sigma) \frac{\partial p_B}{\partial x}, \quad (9.29)$$

$$v_H = -\frac{k}{\mu_H} \kappa_H(\sigma) \frac{\partial p_H}{\partial x}, \quad (9.30)$$

Уравнение капиллярного давления:

$$p_H - p_B = p_c \quad (9.31)$$

Получим:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} + a^2 \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} = 0, \quad (9.32)$$

где $\Phi(\sigma)$ – известная функция насыщенности.

Описанные уравнения могут быть решены численно или аналитически и получены поля насыщенности на любой момент времени.

Одним из важнейших свойств трещинно-поровых сред является существенная их анизотропия. Другими словами, имеются некото-

рые пространственные направления, в которых фильтрация идет с большей скоростью по сравнению с другими направлениями, несмотря на одинаковую депрессию. Поэтому движение жидкости в анизотропной среде не может описываться теми же законами, которые действуют в изотропной среде. Теория движения жидкости в анизотропной среде получила свое развитие в работах Ромма Е.С., Кузнецова А.М. и др. [34, 35]. В них получена модификация закона Дарси для анизотропной среды:

$$\bar{v} = -\frac{1}{12\mu} \sum b_i^3 \Gamma_i \left[\bar{I} - (\overline{n_i n_i}) \right] \nabla \bar{P} = -\frac{\overline{\overline{K}}}{\mu} \nabla \bar{P}, \quad (9.33)$$

где $\overline{\overline{K}}$ – есть тензор трещинной проницаемости, выраженный через параметры трещин. Для изотропной среды компоненты тензора одинаковые и равны коэффициенту проницаемости.

Тензор проницаемости может быть записан в системе координат, оси которой совпадают с главными осями тензора:

$$\overline{\overline{K}} = \frac{1}{12} \begin{vmatrix} \sum_{i=1}^n b_i^3 \Gamma_i (1 - a_{1i}^2) & 0 & 0 \\ 0 & \sum_{i=1}^n b_i^3 \Gamma_i (1 - a_{2i}^2) & 0 \\ 0 & 0 & \sum_{i=1}^n b_i^3 \Gamma_i (1 - a_{3i}^2) \end{vmatrix}. \quad (9.34)$$

В работе Ибатуллина Р.Р. [36] показано, что нефтеотдача единичного элемента определяется безразмерным параметром:

$$\Pi = t \cdot \sigma \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{\frac{k}{m}} \cdot \frac{1}{(\mu_n \cdot l^2)}, \quad (9.35)$$

где t – время пропитки; σ – коэффициент поверхностного натяжения; θ – угол смачивания; k – проницаемость блока; m – пористость блока; μ_n – вязкость нефти, l – линейные размеры блока.

Уравнения потока для нефти, воды и газа включают в себя уравнения для матрицы и уравнения для трещин. Обмен флюидами

между матрицей и трещиной, как следует из закона Дарси, следующий:

$$q_{mf,a} = T_{mf} \frac{k_{ra}}{\mu_a B_{ma}} \left[P_{fa} - P_{ma} - \gamma_a (D_f - D_m) \right], \quad (9.36)$$

где a – фаза (нефть, вода, газ); f, m – трещина или матрица, k_{ra} , μ_a , B_{ma} – соответственно относительная проницаемость, вязкость и объемный коэффициент фазы a ; P – давление; D – глубина; T_{mf} – проводимость между матрицей и трещиной,

$$T_{mf} = 0,001127 \bar{k}_{mf} \sigma \Delta X \Delta Y \Delta Z. \quad (9.37)$$

Здесь $\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$ – максимально возможные размеры сеточного блока.

$$\bar{k}_{mf} = \frac{1}{3} \left(\frac{k_{mx} k_{fx}}{k_{mx} + k_{fx}} + \frac{k_{my} k_{fy}}{k_{my} + k_{fy}} + \frac{k_{mz} k_{fz}}{k_{mz} + k_{fz}} \right). \quad (9.38)$$

Когда проницаемость трещин много больше проницаемости матрицы, имеем:

$$\bar{k}_{mf} = \frac{1}{3} (k_{mx} + k_{my} + k_{mz}). \quad (9.39)$$

Переток между матрицей и трещиной определяется через коэффициент σ , отражающий конфигурацию трещин, который определяется по формуле:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_{mx}^2} + \frac{1}{l_{my}^2} + \frac{1}{l_{mz}^2} \right). \quad (9.40)$$

Здесь l_{mi} – размер матрицы по направлению i .

На практике коэффициент σ чаще всего подбирается в процессе адаптации по истории разработки, а не определяется на основе каких-либо геолого-геофизических или керновых данных.

При проведении расчетов определяем одну из следующих переменных:

- размеры матрицы, проницаемости матрицы и трещин;
- фактор размерности, проницаемости матрицы и трещин;
- проводимости матрица-трещина (ТЕХ).

1. Уравнения диффузии матрица-трещина.

Между блоками матрицы и трещинами имеет место диффузия компонент нефти и газа, поскольку существуют градиенты их концентрации:

$$q_{do} = S_{mo} k_{do} \rho_{mo} (x_f^* - x_m), \quad (9.41)$$

$$q_{dg} = S_{mg} k_{dg} \rho_{mg} (x_f^* - x_m), \quad (9.42)$$

$$x_{fi}^* = \left[\frac{\Psi_{iv} y_i}{\Psi_{iL}} \right]_f, \quad y_{fi}^* = \left[\frac{\Psi_{iv} x_i}{\Psi_{iL}} \right]_f. \quad (9.43)$$

Здесь S_{mo} , S_{mg} – нефте- и газонасыщенность матрицы; ρ_{mo} , ρ_{mg} – плотности нефти и газа в матрице; x_m , y_m – молярные доли нефти и газа; k_{do} , k_{dg} – коэффициенты переноса массы нефти и газа; Ψ_{ig} , Ψ_{iL} – летучесть жидкой и газовой фаз,

$$k_{do} = D_o \sigma_d \Delta X \Delta Y \Delta Z, \quad (9.44)$$

$$k_{dg} = D_g \sigma_d \Delta X \Delta Y \Delta Z, \quad (9.45)$$

где D_o и D_g – коэффициенты диффузии; σ_d – фактор размерности диффузии (shape – factor), который может отличаться от описанного выше фактора размерности.

Коатс [37] показал, что среднее время диффузии при падении концентрации на 90 % от ее начального значения вычисляется по формуле:

$$t = \frac{0,85 \cdot \tau_{or}}{D} \left(\frac{l}{2} \right)^2. \quad (9.46)$$

Здесь τ_{or} , l , D – извилистость, длина куба матрицы и коэффициент диффузии соответственно.

Например, рассмотрим диффузию при высоком давлении газ-газ $\tau_{or} = 3,5$; $l = 1$ м и $D = 0,001$ см²/сек. Получим $t = 8$ дней. Если эта цифра по сравнению с периодом добычи незначительна, то эффект диффузии можно проигнорировать в модели.

Из предыдущих уравнений видно, что диффузия может быть значительна, если содержание флюидов в блоках матрицы и в трещинах сильно отличается. Например, состав нагнетаемого газа сильно отличается от состава природного газа.

2. Выражения для пропитки и гравитационного дренажа.

Существует 3 механизма нефтеизвлечения из трещинных коллекторов:

а) расширение газовой шапки:

– гравитационный дренаж – газ перетекает из трещины в матрицу, нефть – из матрицы в трещину;

– расширение флюидов – нефть и газ перетекают из матрицы в трещину;

– пропитка нефтью – газ перетекает из матрицы в трещину, нефть наоборот;

б) диффузия – обмен между матрицей и трещинами нефтью и газом;

в) пропитка водой – нефть перетекает из матрицы в трещину, вода из трещины в матрицу.

При этом используются псевдокапиллярные давления для оценки характеристик дренажа и пропитки, эффекты диффузии рассчитываются при помощи насыщенностей, мольных долей и коэффициента переноса массы, обмен флюидами при их расширении зависит от давлений и сжимаемостей.

Псевдокапиллярные давления рассчитываются автоматически при включении эффектов гравитационного дренажа и пропитки.

Для пропитки и гравитационного дренажа расчет включает равновесное распределение насыщенностей в каждом блоке матрицы, затем расчет для каждого гридблока таблицы зависимости насыщенности блока от псевдокапиллярного давления в центре блока при изменении контактов флюидов между верхом и низом гридблока. Гладкая кривая псевдокапиллярного давления получается при интегрировании насыщенностей по номерам колонок.

Регулирование разработки нефтяных залежей – это целенаправленное управление процессом извлечения нефти из объектов разра-

ботки. Основные цели регулирования – это достижение максимальной нефтеотдачи в пределах экономической целесообразности, поддержание наиболее высоких темпов отбора нефти из залежи, получение наибольшего народнохозяйственного эффекта в результате реализации системы разработки месторождения.

В нефтепромысловой практике применяют следующие методы регулирования процесса разработки: увеличение производительности добывающих скважин за счет снижения забойного давления, отключение высокообводненных скважин, повышение давления нагнетания, уплотнение сетки скважин, ввод новых очагов заводнения и отключение действующих, ограничение отбора воды из обводненных пластов и т. д.

Следует отметить, что основная цель регулирования процесса разработки – равнотемпературная выработка запасов нефти сложных неоднородных объектов, к которым относятся и залежи в трещинно-поровых коллекторах, не всегда достигается в результате реализации известных принципов регулирования. Основной целью регулирования процесса разработки неоднородных залежей должно быть максимальное снижение отрицательного влияния на процесс разработки технологических факторов и учет геологических особенностей залежи. В определенной степени это достигается в результате применения известных методов регулирования в сочетании с физико-химическими методами воздействия.

9.3.2. Регулирование разработки путем изменения производительности добывающих скважин

До недавнего времени считалось, что с увеличением градиентов давления и скорости перемещения фронта воды эффект заводнения возрастает. Предполагалось, что цель, поставленная перед заводнением, достигнута, если в залежи увеличивается давление, и по пласту перемещается вода. Основываясь на этом, заводнение стали применять в широком диапазоне геолого-физических условий. Однако впоследствии оказалось, что метод заводнения не во всех случаях одинаково эффективен. Так, заводнение малоэффективно в условиях трещинно-поровых коллекторов, если не применять методы регулирования разработки, направленные на вовлечение всей залежи в процесс дренирования.

Для трещинно-поровых коллекторов поступление воды в скважины и даже полное обводнение их продукции не означает, что за-

лежь между нагнетательной и добывающей скважинами выработана. После появления воды в продукции добывающей скважины часть вытесняющего агента продолжает фильтроваться по практически промытым каналам, не совершая полезной работы по вытеснению нефти из блоков, и извлекается на поверхность. С другой стороны, выработка запасов блоков будет происходить только в том случае, если блоки окружены водой. Это означает, что выработка основных запасов залежи происходит именно в водный период эксплуатации.

На определенных стадиях разработки отбор пластовой воды из залежей может в десятки раз превышать текущий отбор нефти. Исходя из условий рациональной разработки и экономических соображений, необходимо принимать все возможные меры для того, чтобы при максимальном ограничении отборов воды из скважин обеспечивать высокие темпы добычи нефти.

С течением времени работы скважины в трещинно-поровом коллекторе дебит нефти мало зависит от депрессии в силу того, что нефть, содержащаяся в трещинах, извлечена, а извлечение нефти из блоков матриц практически не зависит от создаваемого гидродинамического перепада давлений, а зависит только от капиллярных и гравитационных сил. Однако при насыщении трещин нефтью скорость гравитационного вытеснения и капиллярной пропитки снижается. Значит, необходимо задание таких режимов на скважине, при которых нефть, поступающая из матрицы в трещину, сразу перемещалась бы к забою скважины, при этом депрессии не должны быть избыточны, чтобы не происходило бесконтрольное увеличение поступления добываемой воды.

Рассмотрим работу обводненной скважины. Контур вытеснения в этом случае уже дошел до забоя скважины, а контур капиллярной пропитки находится в зоне, удаленной от скважины. Происходит выработка запасов блоков матрицы. При этом коэффициент продуктивности скважины резко возрастает, что обусловлено изменением вязкости притекающей жидкости (для воды примерно 1 мПа·с, для нефти 40 мПа·с). Скважина будет интенсивно добывать воду, и в этом случае приходится снижать депрессию.

Например, пусть скважина добывала в безводный период работы 5 м³/сут нефти вязкостью 40 мПа·с. После обводнения вязкость жидкости достигнет в пределе величины 1 мПа·с, а коэффициент продуктивности скважины, согласно формулы:

$$K_{\text{прод}} = \frac{2\pi Kh}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \left(\frac{k_n}{\mu_n} + \frac{k_b}{\mu_b} \right) \quad (9.47)$$

возрастает до 40 раз. Если поддерживать ту же депрессию, то дебит скважины возрастет тоже до 40 раз или до 200 м³/сут воды. Таким образом, снижение дебита нефти после начала обводнения скважины сопровождается увеличением коэффициента продуктивности скважины и многократным ростом объема попутно добываемой воды.

В этих условиях приходится регулировать отборы жидкости, чтобы не извлекать из пласта воду, которая не совершает полезной работы по вытеснению нефти. Предел, до которого можно снизить депрессию на пласт, определится уравниванием действия приложенных гидродинамических сил с действием капиллярных и гравитационных сил в зонах, удаленных от скважин, т.е. там, где происходит выработка запасов нефти из блоков матрицы. При этом действие капиллярных и гравитационных сил остается неизменным (если, конечно, не применять вытесняющие агенты, изменяющие смачиваемость и поверхностное натяжение на границе раздела фаз).

Таким образом, надо снизить скорость фильтрации воды в трещинах вдали от скважины, однако не ниже скорости капиллярной пропитки, чтобы не допустить снижения темпов выработки запасов нефти в блоках. При этом дебит скважины будет определяться темпом капиллярной пропитки блоков породы.

Для обеспечения такого условия зададим равенство скорости фильтрации воды в трещинах и скорости капиллярной пропитки блоков матрицы на фронте вытеснения:

$$v_T = v_k, \quad (9.48)$$

$$v_T = \frac{m_T \delta^2}{12\mu_b} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{1}{r}, \quad (9.49)$$

$$v_k = \frac{\lambda_0 l}{\mu_n} p_{\text{кап}}. \quad (9.50)$$

где v_r – скорость плоскорадиальной фильтрации воды через трещинную породу на расстоянии r от оси скважины; v_k – скорость капиллярной пропитки блоков; μ_n , μ_v – вязкости нефти и воды (мПа/с); p_k , p_c , $p_{\text{кап}}$ – давление на контуре питания, забойное давление и капиллярное давление (МПа), соответственно; r , l – расстояние до фронта пропитки и линейные размеры блока матрицы (м); m_t , δ – пористость (доли ед.) и раскрытость трещин (м); $\alpha_0 = \bar{\alpha} k_{\text{бл}} / l^2$ – безразмерный коэффициент, зависящий от геометрических характеристик блока матрицы; $k_{\text{бл}}$ – проницаемость блока (м²).

Полагая $r=R_k$ и приравнивая соотношения (9.49) и (9.50), получим значения для минимальной депрессии:

$$p_k - p_c = \frac{12\alpha_0\mu_v l}{m_t\mu_n\delta^2} \cdot R_k \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} p_{\text{кап}}. \quad (9.51)$$

Конкретное выполнение было осуществлено на участке залежи со следующими параметрами: средняя глубина залегания 892 м; средняя общая толщина 17,2 м; средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 8,8 м; пористость 0,14; средняя насыщенность нефтью 0,79; проницаемость матрицы 0,01 мкм²; пластовое давление 7,4 МПа; плотность нефти в пластовых условиях 884 кг/м³; давление насыщения нефти газом 1,3 МПа; газосодержание нефти 4,7 м³/т; плотность воды в пластовых условиях 1036 кг/м³; проницаемость нефтяной фазы в матрице 0,005 мкм²; проницаемость водной фазы в трещинах 40 мкм²; вязкость нефти в пластовых условиях 40 мПа·с; вязкость воды в пластовых условиях 1,1 мПа·с; капиллярное давление в пласте 0,6 МПа; радиус контура питания 250 м; радиус скважины 0,1 м.

Таблица 8

Параметры трещин и блоков, соответствующие условиям 302 залежи

l , м	0,1
α_0	1E-12
δ , м	0,0001

Минимальная депрессия была подсчитана по предложенной нами формуле:

$$p_k - p_c = 0,4 \text{ МПа}$$

и установлен соответствующий технологический режим откачки.

Перегруппировывая члены, находим забойное давление:

$$p_c = 7 \text{ МПа.}$$

При эксплуатации скважины на расчетном технологическом режиме откачки дебит нефти составил 1,5 т/сут, жидкости – 1,6 м³/сут, при этом безводный период сохранялся в течение трех лет. По базовому варианту эксплуатации этой скважины безводный период сохранялся в течение двух месяцев. После этого дебит нефти составил 0,1 т/сут, жидкости – 15 м³/сут.

Эксплуатация скважины согласно предлагаемому способу позволяет существенно снизить обводненность добываемой продукции за счет повышения эффективности использования капиллярных сил. Промысловые исследования показали высокую эффективность предлагаемого способа. После установления расчетных технологических режимов удастся снизить обводненность продукции скважин и продлить срок их рентабельной эксплуатации, что, в свою очередь, позволяет повысить коэффициент нефтеизвлечения пласта.

Если расчетная минимальная депрессия и, соответственно, дебит скважины окажутся малыми, целесообразно такие скважины переводить на периодический отбор продукции.

Техническая новизна предлагаемого способа разработки подтверждена патентом РФ [38].

9.3.3. Регулирование разработки путем выравнивания скорости подъема ВНК

Залежи нефти № 302 – 303 Ромашкинского месторождения по всей подошве активно связаны с водонапорной системой. В процессе их разработки преобладает вертикальная фильтрация жидкостей к забоям добывающих скважин, и они довольно быстро обводняются и затем длительно эксплуатируются с высокой обводненностью продукции. Между добывающими скважинами остаются невыработанные застойные объемы залежи, величина которых зависит от плотности сетки скважин.

Следствием такого характера выработки запасов нефти существующей сеткой скважин является относительно низкий потенциальный охват залежи заводнением, обеспечивающий сравнительно невысокий конечный коэффициент извлечения нефти.

В нефтепромысловой практике для ограничения притока подошвенной воды в скважину и снижения отборов попутной пласто-

вой воды применяют различные способы, наиболее распространенные из которых: эксплуатация скважин с относительно низкими депрессиями при ограниченных отборах жидкости, цементные заливки под давлением, создание непроницаемых экранов в подошве залежи, закачка в пласт цемента на углеводородной основе, закачка смол, ПАВ и др. Однако, большинство из применяемых методов воздействия носит локальный характер и не решает до конца проблему повышения охвата заводнением залежи с подошвенной водой.

Образование конуса приводит к тому, что вырабатываются только запасы блоков, оказавшихся в зоне конуса. Запасы блоков, окруженных нефтью и находящихся вне зоны влияния гидродинамических сил, не вырабатываются.

Расширение этой зоны и соответственно увеличение охвата пластов заводнением достигается тем, что в способе разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа, включающем бурение добывающих и нагнетательных скважин, отбор продукции через добывающие скважины, причем в добывающих скважинах проводят водоизоляционные работы нагнетанием тампонирующего реагента селективного действия с последующей обработкой призабойной зоны кислотным составом, производят порционное нагнетание указанного тампонирующего реагента с продавливанием его на определенное расстояние, а обработку призабойной зоны производят кислотно-нефтяной смесью с разрывом блоков пласта через систему трещин, причем эту же смесь используют в качестве продавочной жидкости.

На рис. 46 представлен участок карбонатного коллектора трещинно-порового типа, вскрытый добывающей скважиной, обводненной подошвенными водами через систему трещин.

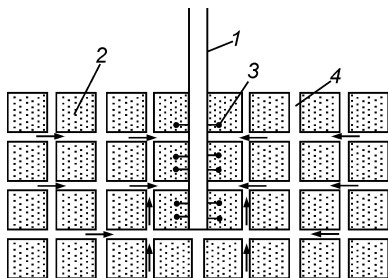


Рис. 46. Схема фильтрации в призабойной зоне трещинно-порового коллектора: 1 – обсадная колонна; 2 – блок матрицы; 3 – перфорационное отверстие; 4 – трещина

На рис. 47 – то же, что и на рис. 46: процесс закачки тампонирующего реагента селективного действия с проталкиванием оторочек реагента на расчетное расстояние; на рис. 48 – то же, что и на рис. 46: процесс обработки коллектора с разрывом блоков пласта (матрицы) через систему трещин; на рис. 49 – то же, что и на рис. 46: процесс отбора продукции пласта после проведенных операций.

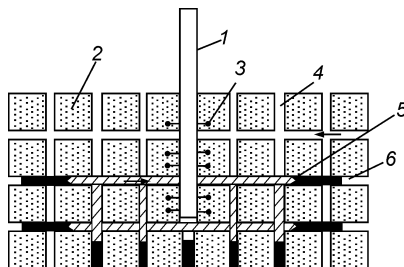


Рис. 47. Процесс закачки тампонирующего реагента селективного действия: 1 – обсадная колонна; 2 – блок породы; 3 – перфорационное отверстие; 4 – трещина; 5 – продавочная жидкость; 6 – тампонирующий реагент

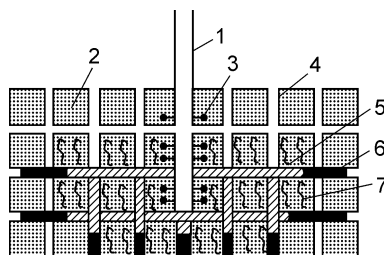


Рис. 48. Процесс гидравлического разрыва блоков пласта: 1 – обсадная колонна; 2 – блок породы; 3 – перфорационное отверстие; 4 – трещина; 5 – продавочная жидкость; 6 – тампонирующий реагент; 7 – трещины разрыва

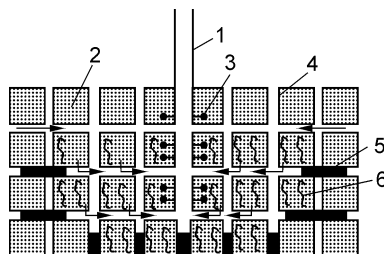


Рис. 49. Процесс эксплуатации пласта с установленным экраном: 1 – обсадная колонна; 2 – блок породы; 3 – перфорационное отверстие; 4 – трещина; 5 – тампонирующий реагент; 6 – трещины разрыва

Технологию создания экрана осуществляют в следующий последовательности.

Месторождение, представленное карбонатным коллектором трещинно-порового типа, разбуривают сеткой скважин, осуществляют перфорацию продуктивной части пласта, обустраивают и вводят в эксплуатацию. В процессе бурения и эксплуатации проводят исследование скважин, определяют параметры матрицы пласта и трещин, производят замеры дебитов скважин. Замеряют пластовую температуру и давление. Определяют давление раскрытия трещин. Подсчитывают запасы нефти на участке скважины как в матрице, так и в трещинах.

Производят отбор продукции из добывающих скважин. Ведут контроль за динамикой отбора нефти и воды.

По мере отбора продукции скважин отбирают пробы. Определяют обводненность отбираемой продукции и химический состав воды. Накопленный отбор нефти сопоставляют с извлекаемыми запасами нефти в зоне рассматриваемой скважины.

Из-за трещиноватости карбонатного коллектора вода по трещинам прорывается в скважину и образует конус обводнения. Нефть в блоках карбонатного пласта, находящихся вне зоны конуса, не может быть извлечена за счет действия капиллярных и гравитационных сил, поскольку эти блоки не окружены водой. Скважина при этом обводняется, не отобрав «свои» запасы нефти.

На основе проведенных исследований и расчетов охвата пласта заводнением приступают к закачке оторочки тампонирующего реагента в добывающую скважину.

Необходимое количество тампонирующего реагента первой оторочки рассчитывается из условия создания на основных флюидопроводящих каналах «пробок», способных выдержать напор воды определенного градиента. «Пробка» также должна выдержать давление, создаваемое при обработке пласта после проведения водоизоляционных работ. Для определения этих значений проводят исследования по определению прочности тампонирующих пробок в зависимости от давления и температуры, т. е. для пластовых условий.

В качестве тампонирующего материала для изоляции вод рекомендуют использовать реагенты селективного действия. Они основаны на использовании селективных изолирующих реагентов, формирующих в поровом пространстве тампонирующую массу, растворимую в нефти и нерастворимую в воде. В качестве таких реа-

гентов могут использоваться тампонирующие составы на минеральной основе – нефцецементные растворы. Селективность этого материала заключается в схватывании его лишь при смешивании с водой в поровом пространстве коллектора. Такие растворы готовят путем затворения цемента в дизельном топливе, нефти или другой углеводородной среде. Раствор при отсутствии контакта с водой сохраняет текучесть, легко проникает в пласт и удаляется при освоении скважины. После задавливания в обводненную зону и смешивания с водой нефцецементный раствор затвердевает и препятствует поступлению воды из пласта.

При нагнетании тампонирующий раствор из-за меньших фильтрационных сопротивлений пластовой системы в первую очередь поступает в трещины и высокопроницаемую часть коллектора.

Закачка тампонирующего раствора производится при давлении на забое нагнетательных скважин, превышающем давление раскрытия вертикальных трещин. Раствор проталкивается кислотнефтяной смесью на необходимое расстояние от скважины. Тампонирующий раствор образует в основных флюидопроводящих каналах в расчетном месте «пробки». Местоположение «пробки» регулируется в пространстве. Необходимое расстояние установки «пробки» зависит от многих факторов. В начальной стадии эксплуатации месторождения «пробка» может быть установлена на расстоянии $1/5 \dots 1/4$ расстояния от скважины проектной сетки скважин. При значительной обводненности добываемой продукции добывающих скважин и при малом накопленном отборе нефти «пробка» проталкивается за середину расстояния между скважинами. Если залежь нефти массивного типа, то «пробка» устанавливается на уровне водонефтяного контакта.

Регулируя давление нагнетания и время закачки, «пробка» может устанавливаться на требуемое расстояние. После снятия давления в пласте «пробка» находится в устойчивом состоянии в определенном месте и за счет хорошей адгезионной способности блокирует высокопроницающие каналы.

После закачки оторочки тампонирующего реагента селективного действия и ожидания затвердевания приступают к закачке следующих порций оторочек. Нагнетаемая оторочка поступает в трещины меньшей проводимости и закупоривает их. Использование малообъемных оторочек тампонирующего реагента позволяет предотвратить фильтрацию воды по трещинам без закупорки стенок блоков карбонатного коллектора.

Для улучшения фильтрационных свойств матрицы производится разрыв и обработка стенок блока.

В соответствии с теорией механизма разрыва пласта величина давления образования трещин и их ориентация определяется величиной давления (вертикального и бокового), наличием естественной трещиноватости, величиной давления жидкости в пласте и коллекторской характеристикой пласта. Нарастивание забойного давления и достижение величины давления разрыва может быть обеспечено при превышении объемной скорости закачки жидкости разрыва над скоростью поглощения жидкости пластом. Жидкость, нагнетаемая в пласт, не должна уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость породы пласта. Так как в процессе эксплуатации залежи из-за контакта стенок блока с водой фазовая проницаемость для нефти была ухудшена, то в качестве продавочной жидкости и разрыва используется кислотно-нефтяной раствор. При фильтрации жидкостей на углеводородной основе фазовая проницаемость для воды снижается. Химическое воздействие соляной кислоты на карбонатные породы позволяет разблокировать зацементированную нефть в матрицах карбонатного пласта.

Для достижения высоких значений давлений возможно использование гидравлических ударов. Гидравлические удары создаются с применением разработанных способов и технических устройств. Так, для интенсификации возможно применение так называемой депрессионно-репрессионной технологии обработки призабойной зоны скважины в импульсном режиме. Проведение депрессионно-репрессионных обработок призабойной зоны скважин позволяет существенно повысить коэффициент продуктивности за счет создания трещин в матрице карбонатного пласта.

Комплексное воздействие на карбонатный пласт позволяет снизить неоднородность эксплуатационного объекта и повысить охват пластов воздействием.

Технология была применена на одном из небольших месторождений юго-востока Татарстана. На участке залежи нефти в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа (рис. 50) была пробурена скважина, которая вскрыла карбонатный пласт на глубине 1200 м с нефтенасыщенной толщиной 15 м. Этаж нефтеносности составляет 40 м. Балансовые запасы, подсчитанные объемным методом, составляют 145 тыс. т. Изучение трещиноватости по отобраным кернам показало, что трещины имеют раскрытость от 5 до 30 мк (в среднем 12 мк), трещинная пористость незначительная – десятки доли процента, трещинная проницаемость достигает значи-

тельных величин. Скважина была запущена в эксплуатацию. После отбора 2 тыс. т нефти скважина обводнилась. Текущая обводненность добываемой продукции составила 96%. Проведенными исследованиями было установлено, что скважина обводнилась пластовой водой с подошвы залежи.

Была построена геолого-гидродинамическая модель залежи, при этом геологическая модель отражала реальные запасы, а история разработки была воспроизведена таким образом, что к концу первого года эксплуатации скважина обводнилась до 96 %, отобрав 2,4 тыс. тонн нефти, с дебитом 4 т/сут. На рис. 50 в разрезе дано поле нефтенасыщенности в матрице в начале эксплуатации, на рис. 51 то же поле в конце первого года эксплуатации. Модель ясно показывает, что произошло обводнение скважины за счет подъема конуса воды в прискважинной зоне, при том, что в удаленной зоне пласта запасы не выработаны. Дальнейшая эксплуатация данной скважины в том же режиме не приведет к выработке этих запасов вследствие низкого охвата заводнением.

Для изоляции воды в скважину порционно закачали 2 м³ нефтецементного раствора и продавили смесью 10 м³ соляной кислоты с нефтью. Это позволило залечить трещины в районе водонефтяного контакта на расстоянии до 30 м от скважины. После ожидания затвердевания цемента в течение 3 сут была произведена закачка второй порции нефтецементного раствора в объеме 2 м³ с продавкой 20 м³ смеси соляной кислоты с нефтью. После ожидания затвердевания цемента в течение 3 сут в скважину было спущено устройство для депрессионно-репрессионной обработки призабойной зоны скважины в импульсном режиме.

Изоляция воды в скважине была смоделирована путем перераспределения трещин внутри сеточного блока, обнуления вертикальной проницаемости трещин при неизменной латеральной проницаемости и значительным снижением фазовой проницаемости воды в трещинах. После проведения мероприятия обводненность скважины снизилась до 40 %. Дебит скважины возрос с 4 до 10 т/сут. На рис. 52 приведена динамика обводненности и дебита скважины до и после воздействия.

Технико-экономическая эффективность разработанной технологии складывается за счет увеличения охвата пластов заводнением. Увеличение этого параметра привело к росту нефтеизвлечения (извлекаемых запасов нефти). Среднегодовая прибыль за счет дополнительно добытой нефти составила 250 тыс. руб. Техническая новизна предлагаемого способа разработки подтверждена патентом РФ [39].

Рис. 50. Исходное поле насыщенности. Желтый цвет – нефть, голубой – вода

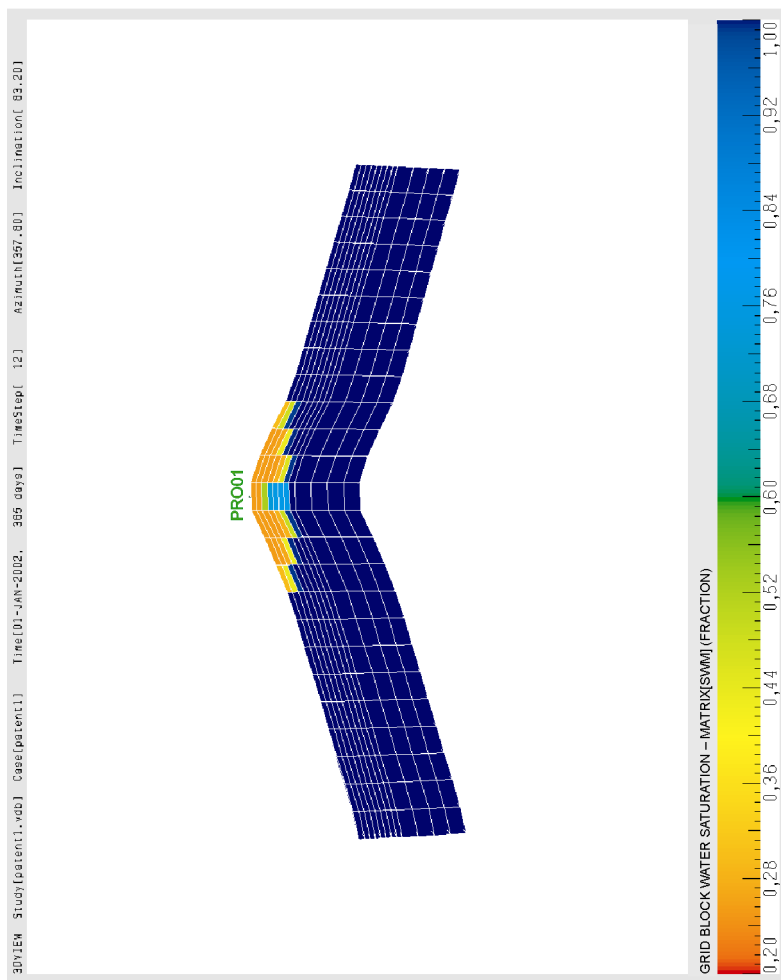


Рис. 51. Поле насыщенности через 1 год эксплуатации залежи.
Бирюзовый цвет – конус обводнения

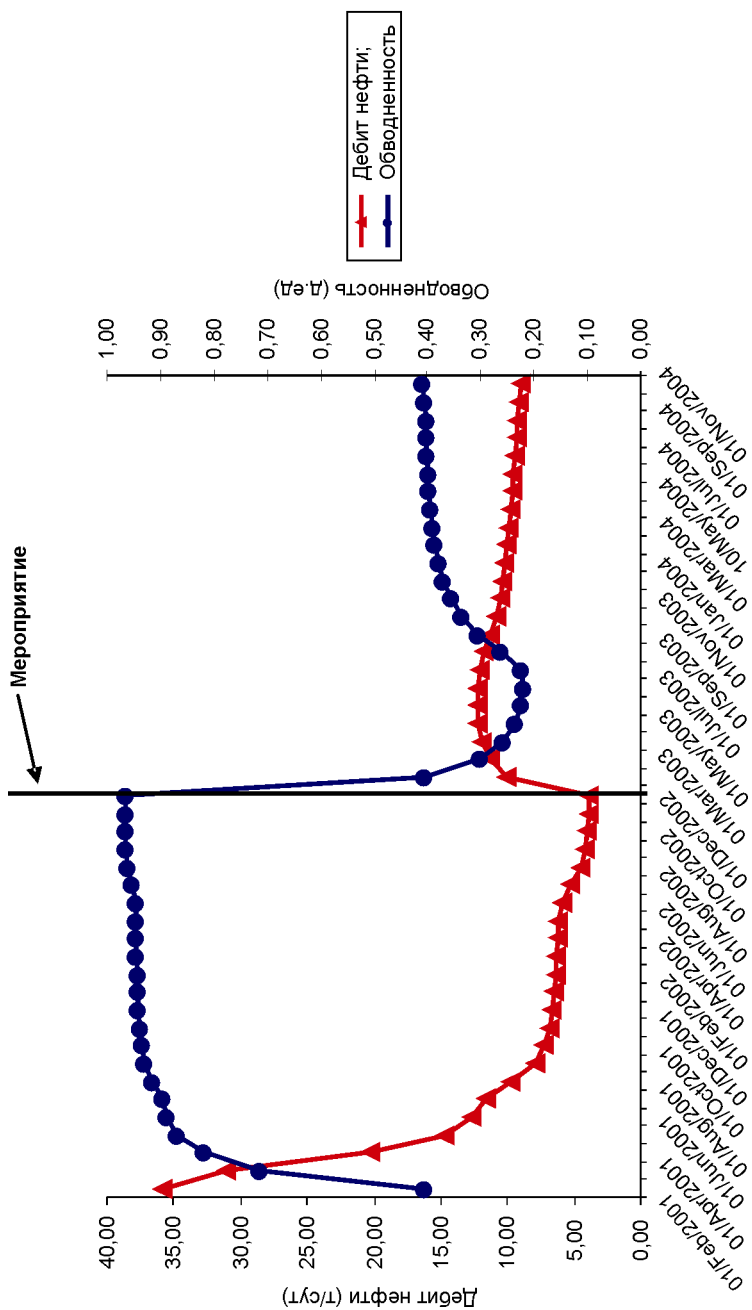


Рис. 52. Показатели работы скважины до и после проведения мероприятия

Таблица 9

Показатели	Значения
1. Нефтенасыщенная толщина, м	15,0
2. Пористость, доли ед.	0,10
3. Проницаемость, мкм ²	0,30
4. Нефтенасыщенность, доли ед.	0,70
5. Балансовые запасы, тыс. т	145,0
6. Расчетная послынная неоднородность	2,0
7. Коэффициент вытеснения	0,67
8. Коэффициент заводнения	0,71
9. Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	0,26
10. Извлекаемые запасы, тыс. т	38,0
11. Дополнительная добыча нефти, тыс. т	10
12. Прибыль, млн руб., среднегодовая	250

9.4. Исследование конусообразования в трещиноватом пласте

Залежи нефти в карбонатных коллекторах Урало-Поволжья характеризуются сложным геологическим строением, высокой вязкостью нефти, низкими значениями проницаемости, наличием активных подошвенных вод. Поэтому оценку эффективности различных технологий с учётом особенностей конкретного объекта и прогнозирование поведения этого объекта целесообразно осуществлять с помощью моделирования [40].

Образование конусов воды является в ряде случаев основной причиной обводнения скважин. Скважина, эксплуатирующая нефтяную залежь с подошвенной водой, вскрывая пласт на всю или почти на всю нефтенасыщенную толщину, сразу же вместе с нефтью даёт и воду [41], а небольшой промежуток времени скважина может обводниться настолько, что её дальнейшая эксплуатация станет экономически невыгодной. Поэтому воссоздание в модели процесса конусообразования позволит предугадать примерное время его образования в реальном пласте, оценить дебит обводнённой скважины и, в конечном итоге, определить рентабельный срок эксплуатации скважины.

Моделирование и расчёт конусообразования производились в программном пакете Tempest More фирмы Roxar, надёжность которого подтверждена тестами SPE (Society of Petroleum Engineers).

Гидродинамическая модель характеризуется радиальной сеткой $10 \times 1 \times 104$. Рассмотрен трещинный коллектор, содержащий нефть, подстилаемую водой. Для отображения трещиноватой структуры пласта используется модель с двойной пористостью. В ней трещинный коллектор рассматривается как система трещин и блоков (матрица). Нефть поступает из блоков матрицы в трещины в результате противоточной капиллярной пропитки блоков, вытесняясь водой [42].

Сложившееся представление о строении трещинного коллектора как обладающего двойной ёмкостной средой – поровой и трещиновой, как бы «вложенных» друг в друга, в настоящее время получило всеобщее признание, причём проницаемость в трещинах, согласно исследованиям И.В. Грехема и И.Г. Ричардсона, в 100 раз (и больше) превышает межзерновую проницаемость блоков (матрицы). Исходя из этого, значение проницаемости в матрице принято равным 1 мД, а проницаемости в трещинах – 100 мД. Значение пористости для матрицы составляет 0,1 доли ед., а для трещин 0,01 доли ед. Капиллярное давление принято равным 0,2 бар.

Фазовые проницаемости, использованные для матрицы и для трещины, представлены на рис. 53 и 54. Для трещин значения показателя экспонент кривых приняты за единицу.

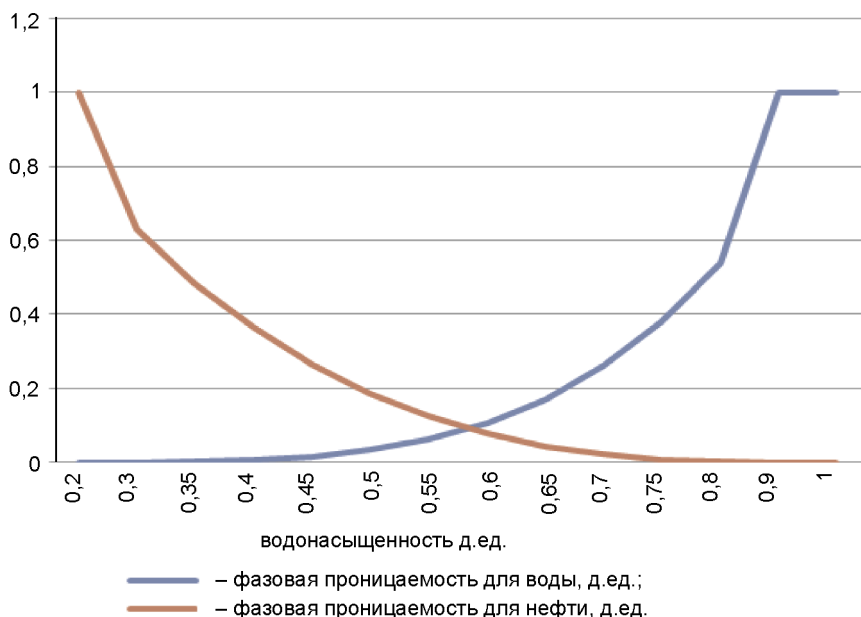


Рис. 53. Относительные фазовые проницаемости для матрицы

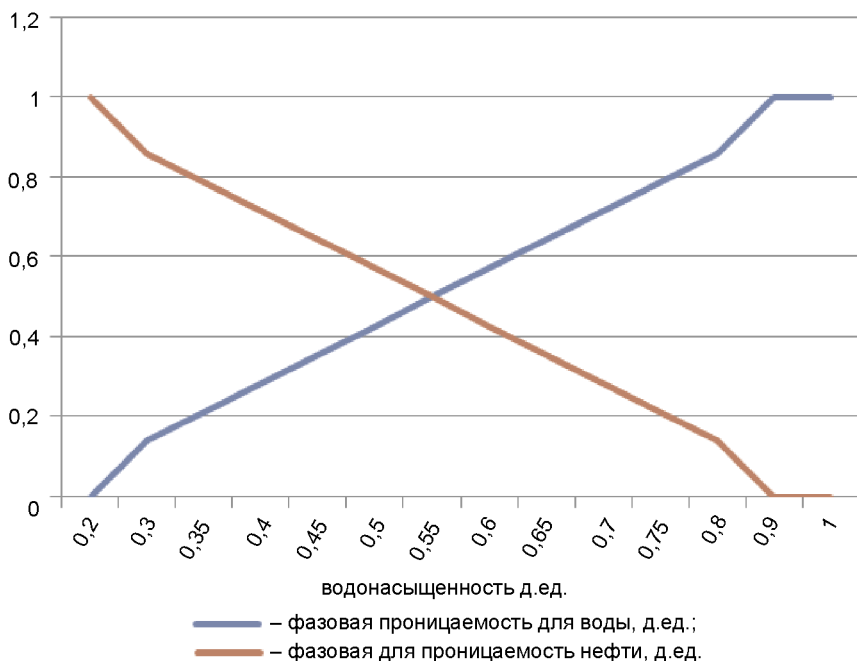


Рис. 54. Относительные фазовые проницаемости для трещины

В модели рассматривалась одна добывающая скважина. Она включалась с первой даты моделирования, и работала до полного обводнения, когда образовывался конус, после чего останавливалась, но расчёт модели продолжался ещё некоторое время. В результате было выяснено время, за которое образовывался конус, и время за которое он полностью исчезал.

Вначале рассмотрим процесс конусообразования в трещинах. На рис. 55 показано распределение нефтенасыщенности на начальной стадии работы модели, а на рис. 56 – через 58 дней после запуска модели. На рисунке видно, что происходит процесс обводнения скважины, и началось образование конуса в модели. Это последний день работы скважины. Из рисунка видно, что к этому времени скважина почти полностью обводнилась и образовался водяной конус. На следующий день скважина была отключена. Начался процесс исчезновения конуса. На рис. 57 показано распределение нефтенасыщенности на 151 день работы модели. Видно, что конус практически полностью исчез. С момента отключения скважины до этого момента прошло 100 дней.

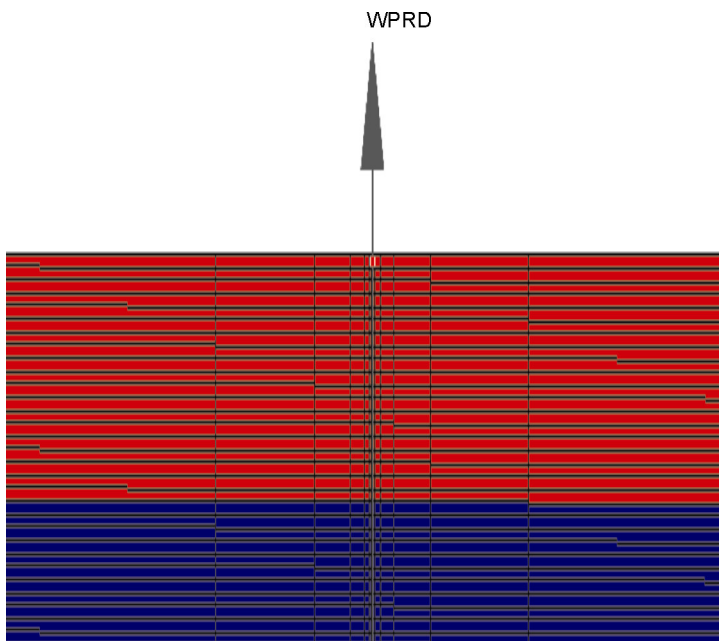


Рис. 55. *Распределение нефтенасыщенности в трещинах на начальной стадии работы модели*

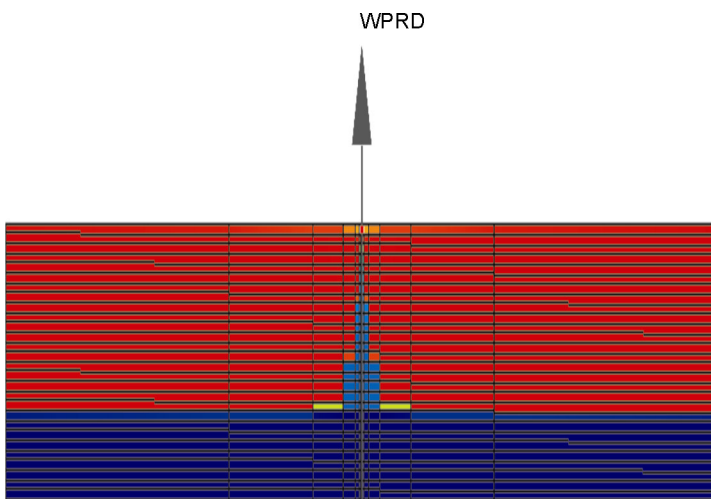


Рис. 56. *Распределение нефтенасыщенности в трещинах на 58 день работы модели*

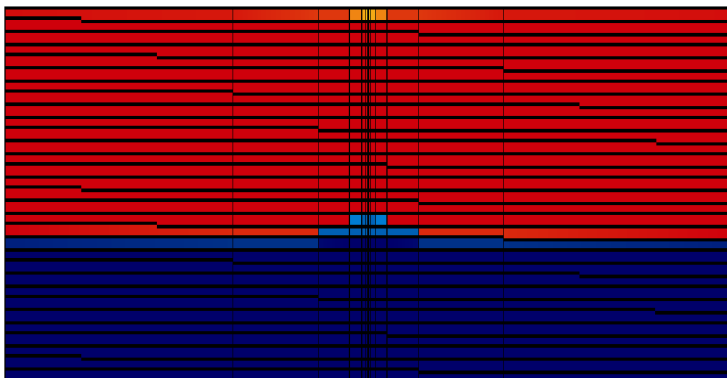


Рис. 57. *Распределение нефтенасыщенности в трещинах на 151 день работы модели*

Теперь рассмотрим матрицу. Наблюдается переток нефти из матрицы в трещину. Видно, что 16–20 слои полностью обводнились, так как нефть была вытеснена водой в трещины. На рис. 58 и 59 видно, что образовавшийся конус в матрице остаётся до самого конца работы модели.

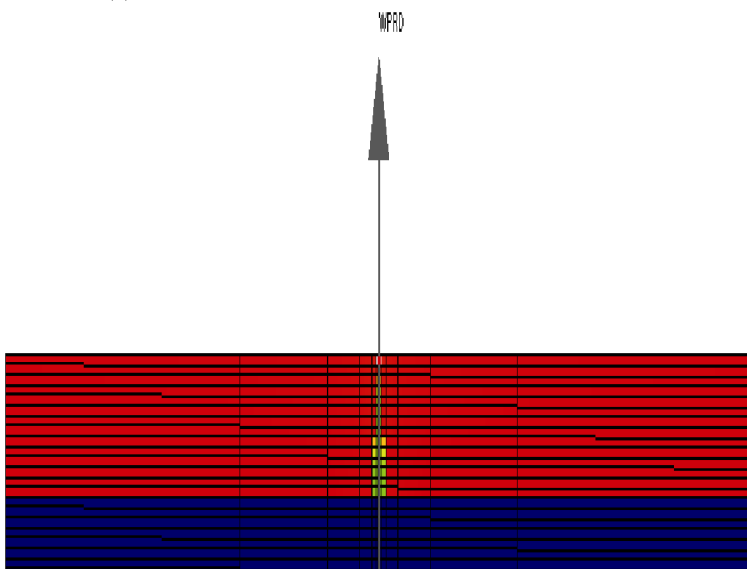


Рис. 58. *Распределение нефтенасыщенности в матрице на 58 день работы*

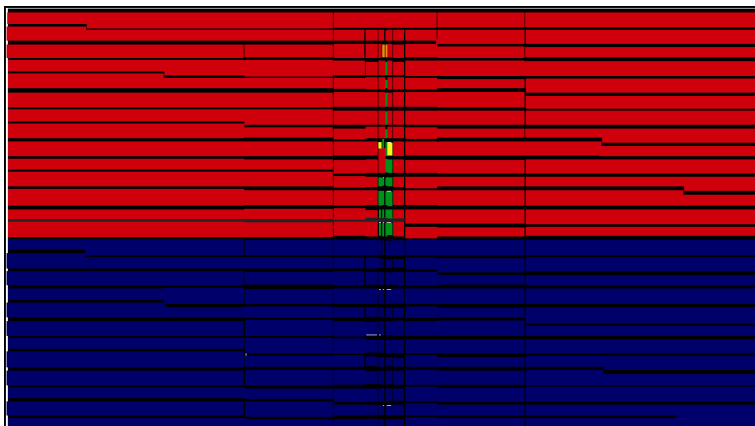


Рис. 59. *Распределение нефтенасыщенности в матрице на последний день работы модели*

Выводы:

В модели был рассмотрен процесс конусообразования в трещиноватом пласте с подошвенной водой. Рассматривалась одна скважина, которая начинала работать с первой даты моделирования. Вследствие изменения пластового давления, вызванного работой скважины, происходило возмущение в пласте, в результате чего поверхность раздела двух фаз (вода и нефть) отклонялась от своей первоначальной плоской формы, что приводило к образованию конуса. Затем скважина останавливалась, и начинался процесс исчезновения конуса в трещинах. С момента отключения скважины до оседания конуса в трещинах прошло 100 дней, то есть 3,5 месяца. В матрице конус не только не уменьшился, а наоборот несколько увеличился. Мы связываем это явление с процессом капиллярной пропитки, которая происходит в остановленной скважине, в результате которой вода из трещин перетекает в матрицу увеличивая ширину конуса. Данное исследование имеет практическое значение для разработки залежей среднего карбона Ромашкинского месторождения с подошвенной водой.

Как уже упоминалось, образование конуса является главной причиной быстрого обводнения скважины. Дебит снижается настолько, что добыча становится экономически невыгодной и скважину закрывают на консервацию. Моделирование процесса оседания конуса даст возможность предсказать время, через которое скважину вновь можно будет пустить в работу.

Также полученные результаты можно использовать при проектировании разработки месторождения. Например, моделирование участка, где есть риск конусообразования, с учётом проектной, предназначенной для бурения скважины, поможет предсказать развитие и образование конуса и оценить оптимальный, экономически выгодный срок её эксплуатации.

В заключение стоит сказать, что изучение поведения конуса в гидродинамической модели пласта, позволит сделать разработку месторождения более рентабельной и представляет весьма существенный интерес для нефтепромысловой практики.

9.5. Моделирование ГРП

Накопленный за 50 лет опыт проведения гидравлического разрыва пласта и развитие теоретических представлений об этом процессе позволили значительно усовершенствовать его технологию [43–46]. Наряду с созданием новых материалов для гидроразрыва пласта, разработкой новых методов его проведения, актуальной стала проблема комплексного подхода к оценке эффективности гидроразрыва с учетом его влияния не только на производительность отдельной скважины, но и на процесс разработки месторождения в целом. Несмотря на огромное количество исследований фильтрации в пласте с трещинами гидроразрыва, эта проблема далека от своего окончательного решения.

Недостаточно изучены влияние гидроразрыва на добычу углеводородов из неоднородных коллекторов; особенности многофазной фильтрации в окрестности трещин гидроразрыва; влияние ориентации трещин гидроразрыва на продвижение водо- и газонефтяного контакта, а также закачиваемой в пласт воды. Появление новых разновидностей технологии гидравлического разрыва пласта, например таких, как импульсный гидроразрыв, гидроразрыв в горизонтальных скважинах и других, требует создания новых расчетных моделей фильтрации.

В общем случае анализ сложных двух- или трехмерных многофазных течений в системе скважин с трещинами гидроразрыва возможен только на основе численного моделирования, позволяющего учесть особенности строения объекта, свойства жидкостей, расстановку скважин, направление трещин и т. п. [47].

Одновременное моделирование течения в пласте и в трещине конечно-разностными методами сопряжено с большими сложностями (вычислительными и методическими), связанными с необходимостью введения расчетных ячеек, размеры которых различаются на несколько порядков, и использованием мелких временных шагов. Поэтому подход с одновременным моделированием течения в пласте и в трещине при помощи конечно-разностных алгоритмов обычно применяется при решении задач, которые ставятся для отдельно взятой скважины. При этом фильтрация в пласте полагается двух- или трехмерной. Трещина считается прямоугольной, течение в трещине одномерное, обмен жидкостью между пластом и трещиной осуществляется только через боковые поверхности. Трещина ориентирована вдоль одной из осей разностной сетки и представлена рядом ячеек малой ширины, высокой проницаемости и пористости. В окрестности скважины и трещины необходимо измельчение разностной сетки. Такие модели недостаточно эффективны при моделировании процессов разработки месторождений, когда требуется расчет сложных фильтрационных течений в системе скважин с трещинами гидроразрыва.

Альтернативными являются полностью расщепленные модели, в которых отдельно рассматриваются трещина и пласт. В модели, рассчитывающей геометрию трещины и перенос проппанта, фильтрацию в пласт учитывают упрощенно, путем введения коэффициента утечек. Для пласта используют обычные фильтрационные модели, в которых эффекты, связанные с наличием трещины, учитываются косвенно, путем модификации каких-либо свойств пласта, приписываемых расчетным блокам, содержащим трещину. Причем эти изменения, как правило, вносятся в фильтрационную модель вручную. В частности, распространен подход, когда для скважин с трещинами гидроразрыва задают увеличенный радиус или коэффициент продуктивности. Следует отметить, что этот подход дает удовлетворительные результаты только в случае, когда трещина гидроразрыва содержится внутри одной расчетной ячейки.

A. Settari, Y. Ito, K.N. Jha [48], A. Settari, P.J. Puchir, R.C. Bachman [49] предлагают частичное расщепление моделей пласта и трещины. При этом разностные сетки для пласта и для трещины независимы, а дополнительный модуль – специальный интерфейс – осуществляет «стыковку» моделей, пересчитывая модифицированные параметры скважин и расчетных блоков, внутри которых расположена трещина. В модели пласта трещина не моделируется отдель-

ными расчетными блоками. Важными преимуществами применения независимых разностных сеток являются возможность использования достаточно крупной разностной сетки в модели пласта и более высокая чувствительность модели при расчете процесса роста трещины. При этом повышается вычислительная эффективность программ и снижается требуемый объем памяти. В результате расчета параметров трещины вычисляются проводимости блоков для сеточной модели трещины T_{xm}^f . Предполагается, что трещина направлена вдоль оси x . Затем вычисляется общая проводимость трещины между блоками i и $i + 1$ модели пласта:

$$T_{xi+0,5}^f = \left(\sum 1/T_{xm}^f \right)^{-1}.$$

Здесь суммирование производится по всем блокам трещины, расположенным между i и $i + 1$. Результирующая проводимость вдоль направления трещины $T_{xi+0,5}^T$ определяется в результате суммирования собственной проводимости пласта $T_{xi+0,5}^r$ и проводимости трещины:

$$T_{xi+0,5}^T = T_{xi+0,5}^r + T_{xi+0,5}^f.$$

Для учета в модели пласта зоны проникновения фильтра жидкости разрыва аналогично модифицируются проводимости в направлении оси y . При моделировании многофазной фильтрации вводятся фазовые проницаемости для пласта k_{rl} и для трещины k_{rlf} которые зависят от соответствующих насыщенностей S_l и S_{lf} . Здесь индекс l обозначает фазу: нефть, воду или газ. Обычно принимается, что в трещине фазовая проницаемость пропорциональна соответствующей насыщенности. Предполагается, что насыщенности в трещине в добывающей скважине равны насыщенностям в соответствующем блоке расчетной модели пласта, а трещина в нагнетательной скважине заполнена закачиваемым флюидом. В модели пласта для блоков, через которые проходит трещина, вводятся псевдофункции фазовых проницаемостей

$$\overline{k_{rl}} = \frac{T_x^r k_{rl}(S_l) + T_x^f k_{rlf}(S_{lf})}{T_x^T}.$$

Представленный подход использовался, в частности, для исследования производительности газоконденсатных скважин с трещинами гидроразрыва [50]. Показано, что гидроразрыв – эффективное средство для восстановления продуктивности скважин, призабойная зона которых заблокирована конденсатом. В низкопроницаемых пластах длина трещины является более значимым параметром для максимизации коэффициента продуктивности, чем проводимость. В пластах более высокой проницаемости создание трещин длиной свыше 80–100 м нецелесообразно, при этом существенным фактором становится увеличение проводимости трещины. Повышение степени неоднородности пласта снижает относительную выгоду от проведения гидроразрыва. Значительное снижение коэффициента продуктивности скважины после гидроразрыва может явиться результатом турбулизации потока газа в трещине, особенно в условиях селективной перфорации.

Другая разновидность частично расщепленных моделей, основанная на моделировании трещины гидроразрыва как совокупности точечных источников (стоков), находящихся в расчетных ячейках, через которые проходит трещина, предложена L.X. Nghiem [51], L.X. Nghiem, P.A. Forsyth Jr., A. Behie [52]. Интенсивности этих источников определяются при помощи специальных формул притока, что в конечном счете сводится к подбору или аналитическим оценкам коэффициентов продуктивности, которые впоследствии вводятся в традиционные численные модели фильтрации. В работе Nghiem L.X. получены такие формулы притока в предположении, что трещина идеальная, т.е. имеет бесконечную проводимость, а давление вдоль трещины постоянно. Поток внутрь или из трещины для каждого разностного блока, содержащего трещину, рассчитывается через разность давлений в трещине и в блоках, окружающих данный. Метод источников широко используется при численном моделировании месторождений для представления скважин, например, в работах D.W. Peaceman [53]. Дискретизация уравнений осуществляется так, как если бы источника (стока) не было. Вклад этого источника потом добавляется с учетом типа фильтрации, связанного с ним (линейная, радиальная, эллиптическая и т. д.). При моделировании трещины для каждого блока, пересекаемого ею, вычисляется поток, который втекает или вытекает из содержащейся внутри блока части трещины:

$$q_{x_1x_2} = \frac{k_r h}{\mu} 2 \left[\arccos \frac{x_1}{l} - \arccos \frac{x_2}{l} \right] \frac{P_f - P_e}{\ln(a_e + b_e)/l}$$

Здесь предполагается, что трещина направлена вдоль оси x ; x_1 , x_2 – расстояние от центра трещины до границ блока; p_e – давление на контуре эллипса с полуосями a_e и b_e конфокального трещине. В случае многофазной фильтрации общий поток и давления вычисляются через суммарную подвижность фаз, которая определяется как среднее гармоническое суммарных подвижностей в соседних блоках. Фазовые потоки выражаются через отношение фазовой подвижности к суммарной. Модель также позволяет учитывать скин-эффект, обусловленный загрязненной зоной, контур которой конфокален контуру трещины.

9.6. Выявление зон влияния геолого-технических мероприятий

Для решения задачи оптимизации прогнозируемых дебитов нефти используется геолого-технологическая модель нефтяного месторождения. На основе модели производится поиск перспективных участков с невыработанными запасами нефти, расположенных в зонах с высокими коллекторскими свойствами.

Детальный анализ модели месторождения позволяет оценить эффект от планируемых мероприятий на основе ретроспективных данных. Геологические и гидродинамические модели открывают широкие возможности для проектирования разработки залежей нефти. На основе данных, полученных в результате гидродинамических расчетов, можно провести анализ экономической эффективности проведенных мероприятий с учетом рыночной стоимости нефти, а также сделать прогноз на перспективу.

Выявление реагирующих скважин проведем на примере геолого-технологической модели Альметьевской площади. Описание использованной для анализа разработки модели: фонд пробуренных скважин – 1112, история разработки – 51 год, фонд добывающих скважин – 511, фонд нагнетательных скважин – 258. Фрагмент модели с выбранным участком представлен на рис. 60.

В вариантах разработки (рис. 61) предполагается пробурить новые скважины и имеется возможность реанимировать скважины под закачку из консервации. Базовый вариант: на скважинах задается забойное давление, которое было получено на начало прогноза, и рассчитывается дебит. Вариант 1: все новые скважины W1, W2 и W3 вводятся под добычу нефти. Вариант 2: скважины W1 и W2 – в до-

бычу нефти, а скважина W3 – под закачку воды. Вариант 3: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W3 и W4 – под закачку воды. Вариант 4: скважины W1 и W2 – в добычу нефти, а скважины W4 и W5 – под закачку воды. Все варианты имеют ограничения на остановку скважин: по обводненности 98%, минимальный дебит нефти 0,58 м³/сут.

Рассчитывается дополнительная добыча нефти. Наиболее наглядно эффективность можно оценить по следующей диаграмме (рис. 62). Суммарная дополнительная добыча всех вариантов принимается за 100 % на всем временном интервале. Занимаемые площади показывают долю дополнительной добычи нефти и воды разных вариантов от суммарного отбора жидкости и продолжительность положительного эффекта от проведенного мероприятия.

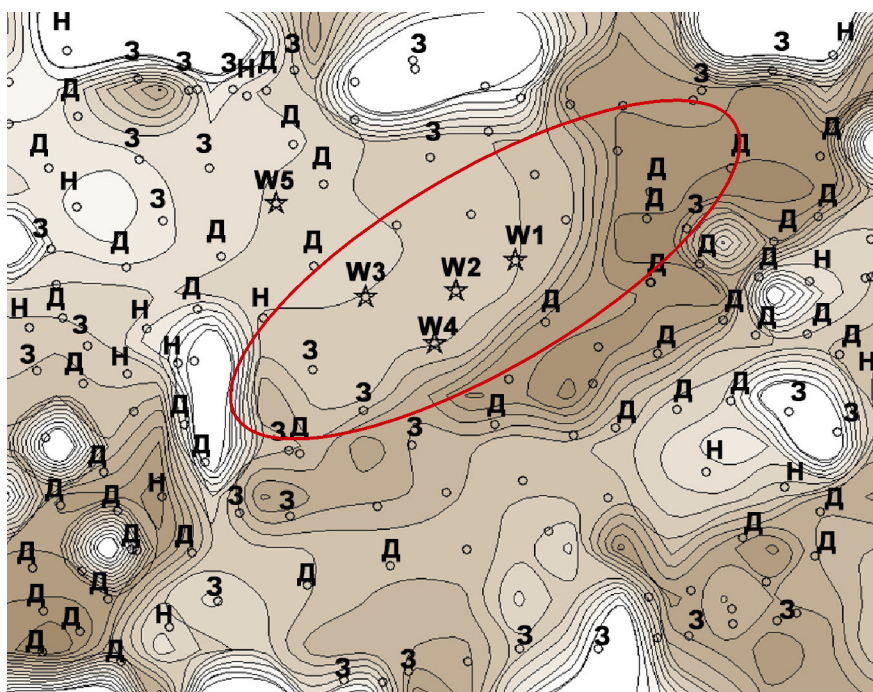


Рис. 60. Перспективный участок модели нефтяного месторождения

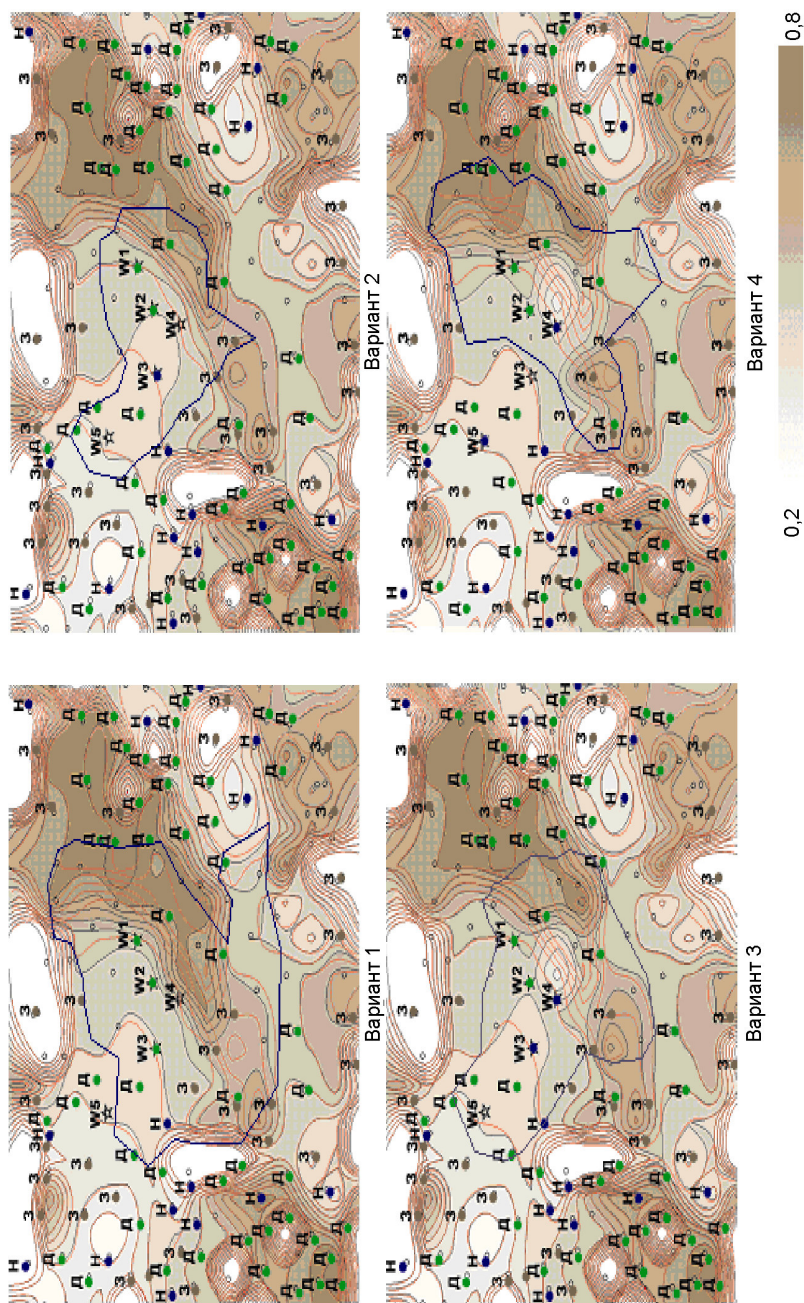


Рис. 61. Остаточная нефтенасыщенность на 2030 г.:
красные линии – контур базового варианта, синяя линия – граница зоны

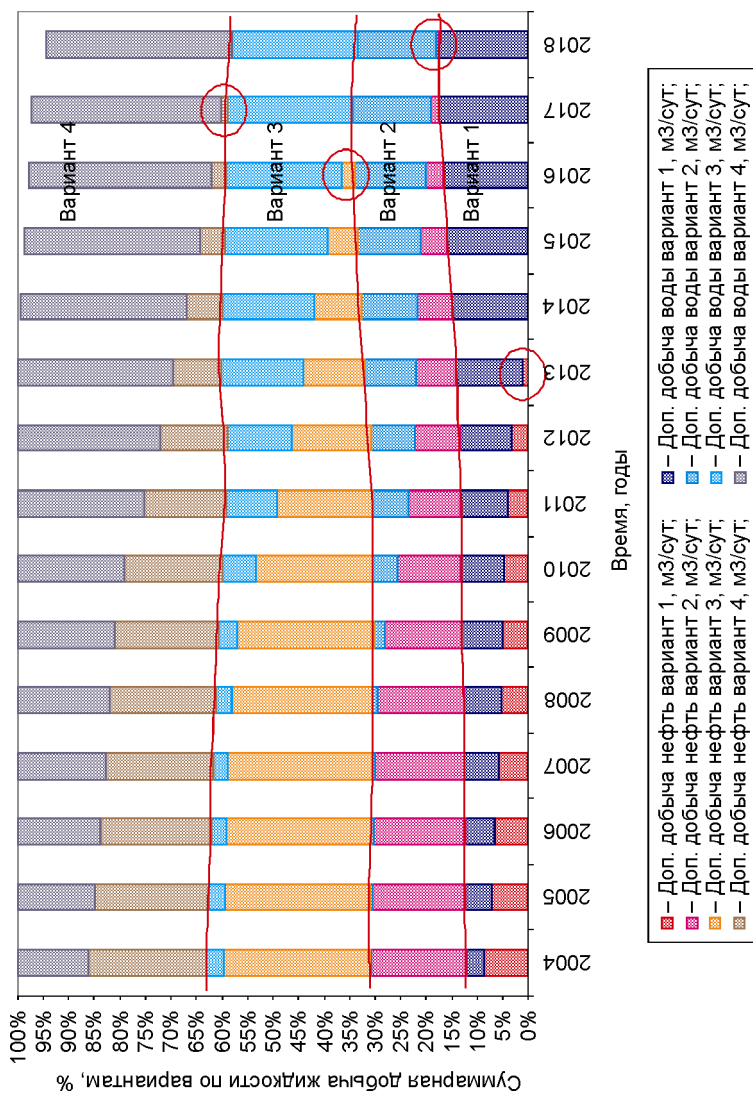


Рис. 62. Диаграмма эффективности вариантов прогнозной разработки по критерию добыча нефти-воды по участку в целом

Совместно с анализом эффективности разработки участка с невыработанными запасами необходимо провести анализ дебитов по новым скважинам, чтобы убедиться, что введенные скважины будут рентабельными (табл. 10).

Таблица 10

Накопленная дополнительная добыча нефти и воды по участку

Время, годы	Накопленная доп. добыча нефти, тыс. м ³				Накопленная доп. добыча воды, тыс. м ³			
	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4
01.01.2008	13	32,2	51,3	40,4	9,4	0,9	3,7	26,5
01.01.2013	20,1	52,3	86,9	69,4	25,5	11,2	18,7	68,1
01.01.2018	16,9	59,4	94,3	76,1	54,6	34,8	56,8	130,6
01.01.2023	5,1	57,6	85,1	65,4	95,6	69,3	111,8	212,5

На основе рассчитанных прогнозных вариантов получены карты распределения нефтенасыщенности (рис. 62). В области изменения изолиний выделяются скважины, которые среагировали на мероприятия. Вариант 1 имеет самую большую зону влияния, но степень изменения контуров нефтенасыщенности небольшая. Зона влияния варианта 2 меньше, но изменение контуров нефтенасыщенности сильное. Площадь влияния варианта 3 близкая к варианту 2, но выработка коллекторов больше. Вариант 4 имеет сопоставимую площадь дренирования с вариантами 2 и 3, при неплохой выработке коллекторов, но эффект от работы скважины W5 не наблюдается, что приводит к увеличению отборов воды.

Из полученных результатов видно, что благодаря мероприятиям получено увеличение добычи нефти и пропорциональный рост добычи воды с последующим выбытием обводнившихся скважин. Вариант 3 – максимальная дополнительная добыча нефти и эффект до 2017 г., но большая обводненность. Вариант 2 – максимальная эффективность, но средняя дополнительная добыча нефти и наименьшая обводненность по сравнению с другими вариантами. Расчет по второму варианту можно считать максимально эффективным по обводненности (табл. 11). Однако, по всем вариантам видно, что эффект от мероприятий с вводом новых скважин сохраняется не более 15 лет. Поэтому необходимо постоянное планирование и проведение новых мероприятий для поддержания отборов нефти.

Обводненность дополнительно добытой нефти по участку

Время, годы	Обводненность, доли ед.			
	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4
01.01.2008	0,41964	0,02719	0,06727	0,39611
01.01.2013	0,55921	0,17638	0,17708	0,49527
01.01.2018	0,76364	0,36943	0,37591	0,63183
01.01.2023	0,94935	0,5461	0,5678	0,76466

Таким образом, получено количественное определение дебитов по скважинам и по участку в целом, определены зоны влияния проводимых мероприятий, малые временные затраты на проведение расчетов. Требуется наличие построенной ГТМ объекта и большие временные затраты на проведение анализа режимов работы скважин (максимизация дебитов нефти по участку, выявление рабочих интервалов перфораций).

Получены вероятные сценарии доработки участка нефтяного месторождения.

Таким образом, на основе модели оперативно решаются задачи ввода скважин и определяют режим их работы.

9.7. Планирование ГТМ по снижению обводненности скважин

Известен целый ряд способов планирования геолого-технических мероприятий на основе анализа геолого-технической информации, в частности, диагностирования взаимодействия скважин по коэффициентам ранговой корреляции [Методическое руководство по выбору объектов для проведения методов воздействия на призабойную зону. М., ВНИИ, 1974 г.], контроля фактического распространения фронта вытеснения нефти [Авторское свидетельство СССР № 1631166, кл. Е 21 В 43/24, 1991 г., бюл. № 8., Авторское свидетельство СССР № 1693233 А1, кл. Е 21 В 43/20, 1991 г., бюл. № 43], применение системной технологии [РД 39-0147035-254-88р. Руководство по применению системной технологии разработки нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, М., ВНИИ, 1987 г.] и т. д.

Известные способы недостаточно эффективны, что связано или со статистическим характером критериев, на основе которых при-

нимаются решения, или пригодны только для начальной стадии разработки месторождений, когда еще можно проследить продвижение контуров вытеснения. Системный подход всем хорош, однако требует полного учета взаимосвязей текущих параметров разработки, иначе он становится также недостаточно эффективным.

Технической задачей предлагаемого способа является повышение эффективности доразработки нефтяного месторождения за счет сокращения отбора попутной воды, не снижая при этом нефтеотдачу пластов, что приведет к сокращению затрат на добычу, транспорт и подготовку нефти за счет меньшего количества воды в добываемой продукции.

Новым является то, что строят карты изобар, карты заводненных объемов и карты направлений фильтрационных потоков, находят области, из которых в данную скважину притекают нефть и вода, определяют пластовые давления в найденных областях, из которых в данную скважину притекают нефть P_2 и вода P_1 , и сравнивают их между собой, при этом если давление в области, из которой в данную скважину притекает вода P_1 больше, чем давление в области, из которой в данную скважину притекает нефть P_2 , или если эти два давления равны, проводят обработку призабойной зоны по восстановлению или повышению продуктивности, и в дальнейшем эксплуатируют эту скважину при депрессии не менее первоначальной величины, а при обратном соотношении, если давление в области, из которой в данную скважину притекает вода P_1 меньше, чем давление в области, из которой в данную скважину притекает нефть P_2 , проводят водоизоляционные работы, и в дальнейшем эксплуатируют эту скважину при депрессии не более первоначальной величины.

Согласно предлагаемому способу, снижение объемов попутно добываемой воды происходит за счет проведения геолого-технических мероприятий по добывающим скважинам с последующим изменением режимов отборов. Мероприятия по интенсификации притока жидкости осуществляют на скважинах, обводненных «высоконапорной» водой, которые выбирают по данным карт изобар, карт заводненных объемов и карт фильтрационных потоков. Мероприятия по ограничению водопритока осуществляют на скважинах, обводненных «низконапорной» водой, которые выбирают по данным тех же карт.

Отличительные признаки предлагаемого способа: совместное использование карт изобар, карт заводненных объемов и карт фильтрационных потоков так, что по ним находятся области, откуда

притекают нефть и вода в добывающие скважины, определяются и сравниваются между собой давления в этих областях и в зависимости от результата сравнения выбирается вид геолого-технического мероприятия.

9.7.1. Теоретические основы технологии

В процессе разработки нефтяного месторождения создается неравномерное поле пластового давления, которое до начала эксплуатации является везде постоянным. Факторами, определяющими возникающую неоднородность пластового давления, являются закачка и отбор жидкости из пласта, неоднородность фильтрационных свойств пласта и различие в физических свойствах воды и нефти. Неоднородное поле распределения пластового давления отображается на карте изобар.

При работе добывающих скважин флюиды, поступающие в нее, притекают из разных областей пласта, характеризующихся, в силу вышесказанного, разным пластовым давлением.

Вода, прорываясь в скважину, поступает в нее из области, находящейся под давлением, в общем случае отличающимся от давления в той области, откуда в скважину поступает нефть. В силу этого при изменении депрессии на пласт (и, соответственно, отбора жидкости из скважины) меняется соотношение количества притекающей в скважину воды и нефти, т. е. меняется обводненность продукции.

Величину притока жидкости в добывающую скважину можно изменить либо путем изменения ее забойного давления, либо путем изменения ее коэффициента продуктивности. Забойное давление $P_{\text{заб}}$ устанавливается в соответствии с проектом разработки и требованиями нормальной работы насосного оборудования. Поэтому изменение забойного давления не всегда рационально, а в ряде случаев и технически неосуществимо. Например, технологическими ограничениями могут быть появление песка в продукции скважины, смыкание естественных трещин в пласте, необходимость компенсировать снижение добычи за счет простоев соседних скважин, а техническими – невозможность уравнивания станка-качалки при малой глубине подвески насоса, невозможность спуска насоса на необходимую глубину вследствие резкого искривления ствола скважины, высокое содержание газа на приеме насоса, прочность колонны штанг и т. п.

В таких случаях единственно возможным способом регулирования дебита скважины остается изменение ее коэффициента продуктивности, которое достигается путем проведения ремонтных работ

по увеличению (интенсификация притока, или стимуляция скважин) или уменьшению (изоляция или отключение обводнившихся интервалов пласта) проводимости призабойной зоны.

Общая депрессия на пласт ΔP складывается из двух величин:

$$\Delta P = \Delta P_{\phi} + \Delta P_{\text{скин}},$$

где ΔP_{ϕ} – перепад давления, затрачиваемый на фильтрацию жидкости в пласте к призабойной зоне скважины; $\Delta P_{\text{скин}}$ – перепад давления, затрачиваемый на преодоление фильтрационного сопротивления в призабойной зоне скважины.

После успешно проведенной стимуляции скважин проводимость призабойной зоны увеличивается, $\Delta P_{\text{скин}}$ уменьшается. При уменьшении $\Delta P_{\text{скин}}$ при постоянном забойном давлении $P_{\text{заб}}$ возрастает перепад давления, вызывающий фильтрацию флюидов в пласте ΔP_{ϕ} , что ведет к увеличению дебита жидкости.

При изоляционных работах, наоборот, проводимость призабойной зоны уменьшается, $\Delta P_{\text{скин}}$ увеличивается, что в свою очередь ведет к снижению дебита жидкости при том же забойном давлении.

Пусть вода притекает из области с давлением P_1 , а нефть из области с давлением P_2 , и пусть $P_1 > P_2$. Тогда при снижении скин-эффекта приток нефти будет возрастать в большей степени, чем приток воды, и обводненность продукции будет снижаться (рис. 63).

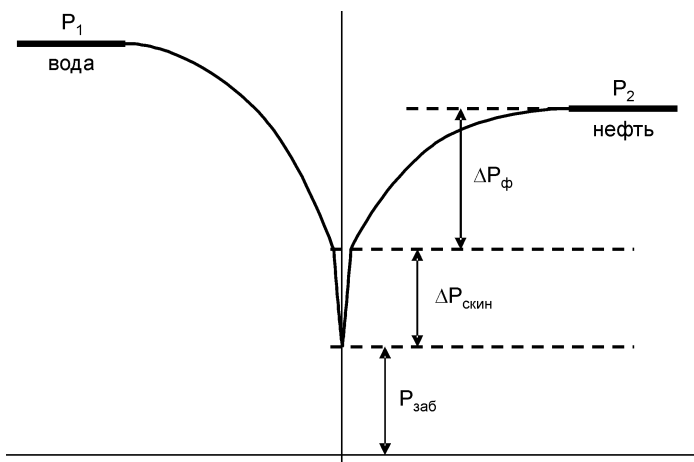


Рис. 63. Диаграмма давлений при обводнении скважины «высоконапорной» водой

Таким образом, в скважинах, которые обводняются «высоконапорной» водой, целесообразно проводить мероприятия по интенсификации притока, приводящие к росту дебита по жидкости и снижению обводненности продукции. При этом рост дебита по жидкости будет сопровождаться снижением обводненности продукции.

Пусть теперь вода притекает из области с давлением $P_1 < P_2$, меньшим, чем давление в области, откуда притекает нефть. В этом случае снижение проницаемости призабойной зоны в результате мероприятий по ограничению водопитока (водоизоляционных работ) приведет к увеличению $\Delta P_{\text{скин}}$ и некоторому снижению дебита скважины по жидкости при том же значении забойного давления $P_{\text{заб}}$. При этом приток воды снизится более значительно, чем приток нефти, и соответственно снизится обводненность продукции (рис. 64). Таким образом, успешно проведенные мероприятия по изоляции воды в данных условиях приведут к снижению обводненности продукции. Вода с течением времени обойдет установленный экран, и эффект окажется непродолжительным. Однако скин-эффект останется, и он будет определять соотношение воды и нефти в продукции скважины.

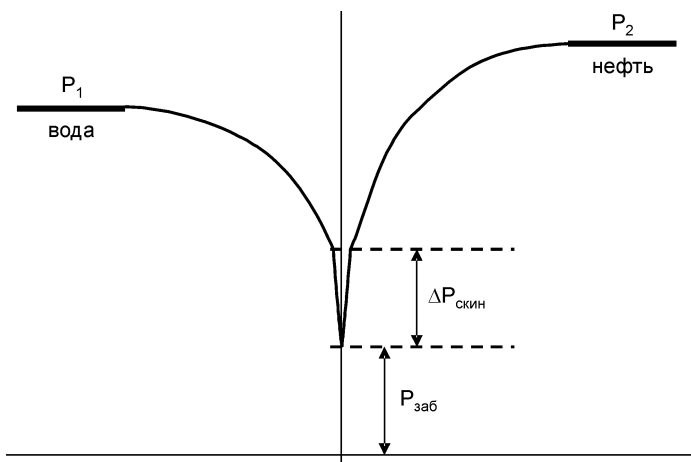


Рис. 64. Диаграмма давлений при обводнении скважины «низконапорной» водой

Обе группы скважин легко выявить при анализе промыслового материала [54]. Скин-перепад давления $\Delta P_{\text{скин}}$ медленно растет во времени за счет постепенного роста загрязнения призабойной зоны скважины в процессе ее эксплуатации. При постоянстве поля

распределения пластовых давлений (т. е. неизменности режимов работы скважин рассматриваемого участка) обводненность продукции будет меняться во времени за счет того, что состояние призабойной зоны постепенно ухудшается в процессе эксплуатации (растет скин-фактор за счет ее загрязнения). На фоне снижения дебита жидкости во времени будет расти обводненность продукции скважин первой группы. При этом скорость нарастания обводненности будет выше, чем скорость ее нормального роста за счет выработки запасов нефти (рис. 65). Характеристика вытеснения дает зависимость водного фактора от накопленного отбора жидкости. Отображение водного фактора, а не обводненности связано с тем, что такая характеристика менее подвержена влиянию случайных колебаний обводненности, которая всегда имеет место в промысловой практике.

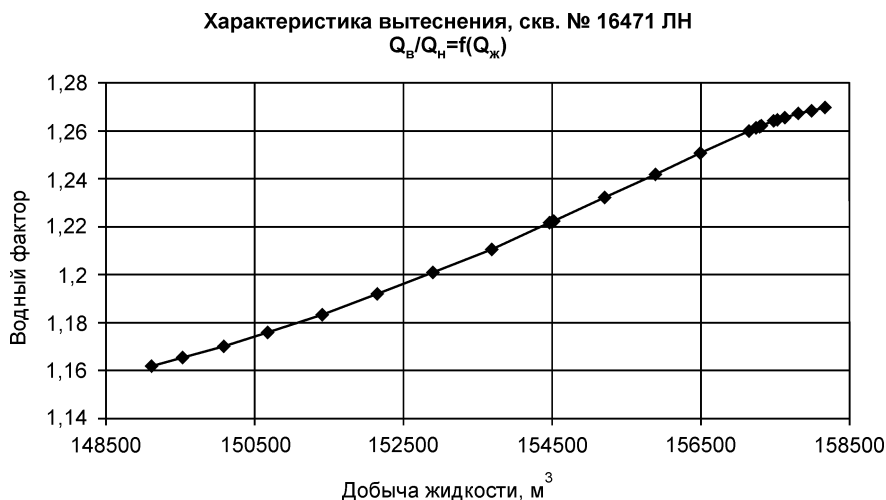


Рис. 65. Фактическая характеристика вытеснения
 для скв. 16471 НГДУ «Лениногорскнефть»

В аналогичных условиях скважины второй группы, обводняющиеся «низконапорной» водой, будут отличаться тем, что обводненность их снижается во времени. Поскольку скорость такого снижения обводненности выше, чем скорость ее нормального роста за счет выработки запасов нефти, то такое явление можно увидеть на характеристиках вытеснения (рис. 66). Количество скважин второй группы меньше, чем количество скважин первой группы, однако они есть и при желании их всегда можно найти на месторождении.

Характеристика вытеснения, скв. № 5788 АН

$$Q_B/Q_H = f(Q_{ж})$$

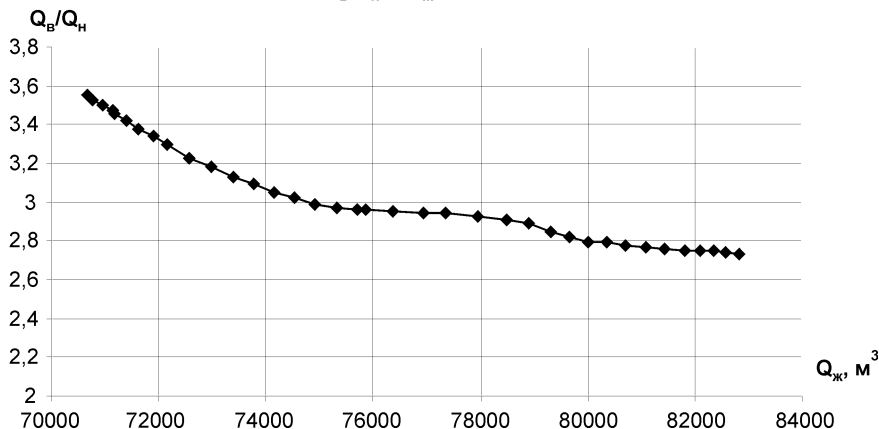


Рис. 66. Фактическая характеристика вытеснения для скв. 5788 НГДУ «Альметьевнефть»

В случае же равенства пластовых давлений в областях, откуда притекают вода и нефть в данную добывающую скважину $P_1 = P_2$, обводненность ее продукции не зависит от скин-фактора призабойной зоны (и соответственно от изменений темпа отбора жидкости и забойного давления), испытывая лишь медленный и неуклонный рост в соответствии со степенью выработки запасов.

Из вышеизложенного вытекает методика планирования геологотехнических мероприятий с помощью постоянно-действующих моделей нефтяных месторождений:

1. Строят карты изобар, карты заводненных объемов, карты направления фильтрационных потоков.

2. По картам заводненных объемов и картам фильтрационных потоков находят области, из которых в данную скважину притекают нефть и вода.

3. Сравнивают пластовые давления в этих областях.

4. Если пластовое давление P_1 в области, откуда поступает в данную скважину вода, выше, чем P_2 в области, откуда поступает нефть, проводят в этой скважине работы по интенсификации притока, и в дальнейшем эксплуатируют ее при депрессии не менее первоначальной величины. Для такой скважины чем выше отбор жидкости, тем меньше будет обводненность продукции.

5. Если пластовое давление P_1 в области, откуда поступает в данную скважину вода, равно давлению P_2 в области, откуда поступает нефть, также проводят в этой скважине работы по интенсифи-

кации притока, и в дальнейшем эксплуатируют при депрессии не менее первоначальной величины. Для такой скважины обводненность продукции не зависит от темпов отбора жидкости.

6. Если пластовое давление P_1 в области, откуда поступает в данную скважину вода, ниже, чем P_2 в области, откуда поступает нефть, проводят в этой скважине работы по селективной изоляции водопрводящих каналов пласта, и в дальнейшем эксплуатируют ее при депрессии не более первоначальной величины. Для такой скважины обводненность будет тем меньше, чем ниже отбор жидкости.

9.7.2. Пример конкретного осуществления способа

Разрабатывают нефтяную залежь турнейского яруса на одном из мелких месторождений Татарстана. Границей залежи служит контур нефтеносности. Водонефтяной контакт отбит на отметке -985 м. На залежи пробурено пять скважин (5056, 5060, 5061, 5064, 5066), которые размещены в соответствии с рис. 67.

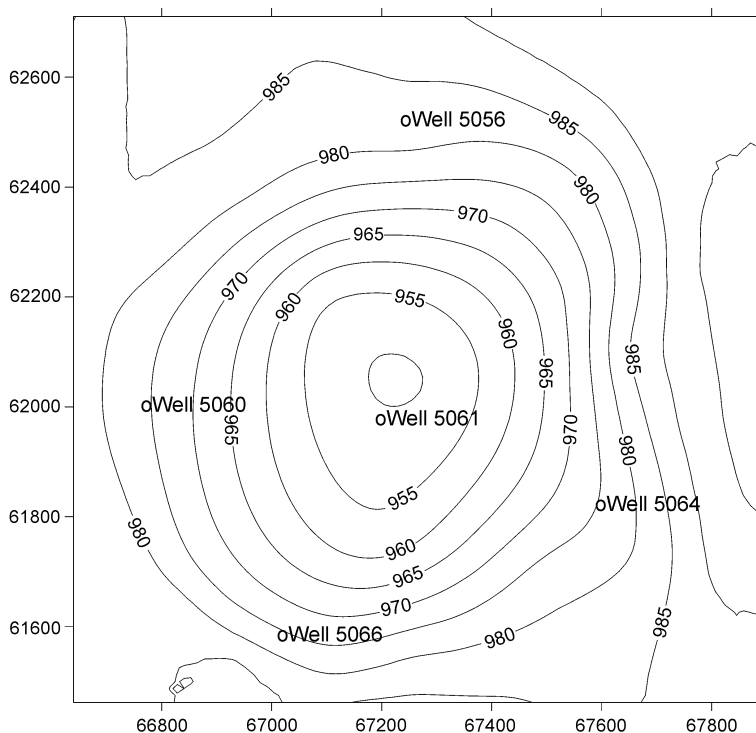


Рис. 67. Структурная карта по кровле турнейского яруса с указанием расположения скважин

Коллекторские характеристики пласта: средняя пористость – 11 %, средняя проницаемость – 110 мД, средняя эффективная мощность – 12 м, начальная нефтенасыщенность – 77 %. Вязкость нефти – 20 мПа·с, плотность – 860 кг/м³. Начальное пластовое давление – 10 МПа.

В процессе разработки залежи измеряли дебиты нефти и жидкости, пластовые давления, обводненность продукции скважин, анализировали свойства пластовой нефти и попутной воды, контролировали забойные давления и время работы скважин. Подсчитывали накопленную добычу нефти и воды. Строили графики разработки и все карты, необходимые для анализа разработки и планирования геолого-технических мероприятий.

Технологические показатели разработки показаны на рис. 68. Фактические показатели изображены линией с квадратными маркерами. Линией с ромбическими маркерами показаны базовые показатели, полученные моделированием с помощью компьютерной программы Desktop-VIP фирмы Ландмарк по известному способу.

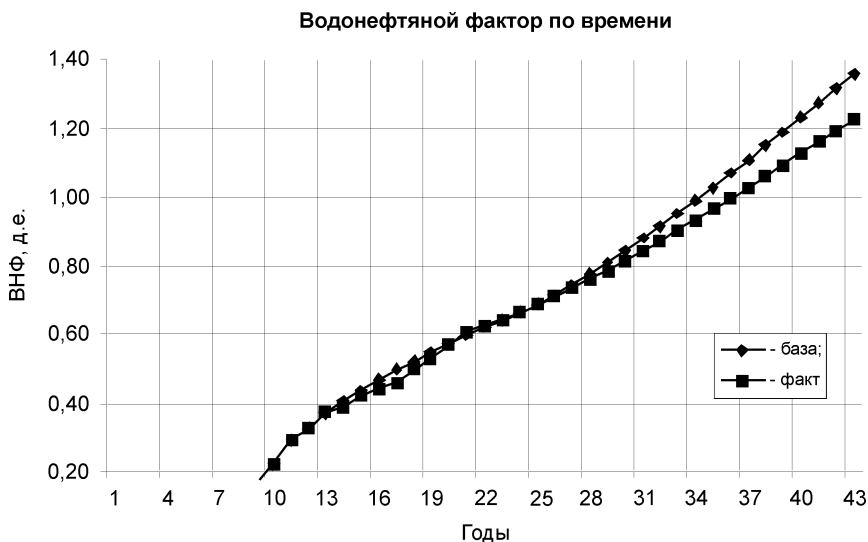


Рис. 68. Фактическая и модельная зависимости водонефтяного фактора по годам разработки

В начале разработки все пять скважин являлись добывающими. На 9 году эксплуатации приконтурные скважины начали обводняться. Обводненность продукции залежи уже через три года после начала обводнения достигла 60 %.

Было установлено, что при этом происходит обводнение краевыми водами приконтурных скважин (5056, 5060, 5064, 5066). Центральная скв. 5061 работает без воды, однако в центральной нефтяной части залежи вследствие отбора нефти пластовое давление постепенно падает и становится ниже давления в законтурной области (рис. 69).

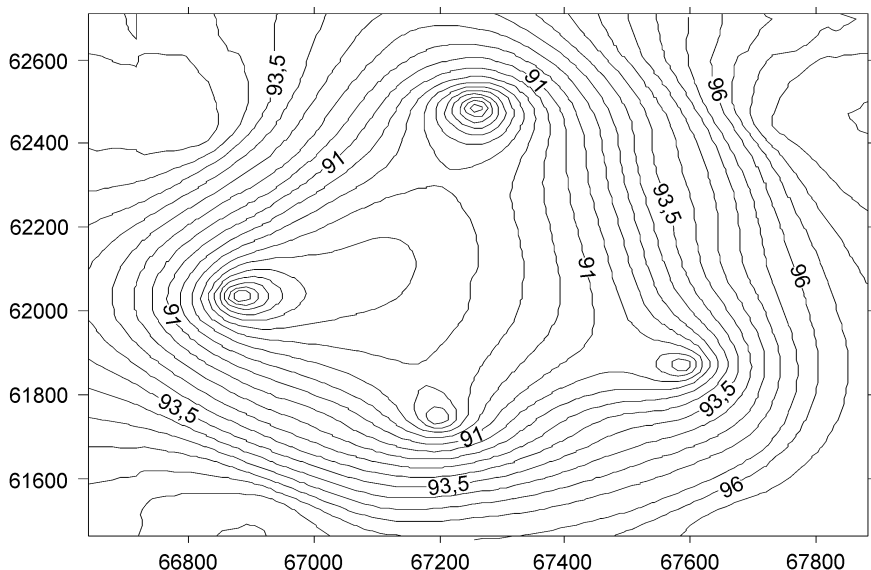


Рис. 69. Распределение пластового давления на 12 году разработки

Таким образом, возникают условия обводнения приконтурных скважин «высоконапорной» водой. Поэтому было принято решение на 12 году эксплуатации провести работы по стимуляции добычи нефти. Скин-фактор в результате проведения этих работ уменьшился от первоначального значения, равного 0, до значения -2 . Начиная с 13 года эксплуатации добыча воды в результате проведенного мероприятия стала снижаться, обводненность постепенно упала до 55 %.

Эффект от мероприятия длился 7 лет, и закончился на 20 году эксплуатации (вследствие выравнивания пластовых давлений в нефтяной и водяной зонах в результате закачки в центральную скважину, см. ниже). После этого снова начался рост обводненности продукции и темп роста водонефтяного фактора увеличился.

На 11 году эксплуатации в целях восстановления упавшего пластового давления в центре залежи центральная скв. 5061 была пере-

ведена под нагнетание. Давление в центральной части залежи на 20 году разработки восстановилось до первоначального пластового давления и стало несколько выше его (рис. 69). Направление фильтрационных потоков изменилось. Нефть из центральной части залежи стала оттесняться к периферии, где отбиралась приконтурными скважинами. В этот период разработки обводнение закачиваемой водой еще не наблюдалось.

Так как давление в центральной зоне с оставшейся нефтью стало выше, чем давление краевых вод, то создались условия обводнения скважин «низконапорной» водой. Поэтому было принято решение провести работы по изоляции вод в приконтурных скважинах. При этом скин-фактор в скважинах возрос до значения +2.

В результате проведенных работ на 26 году эксплуатации вновь началось снижение обводненности и водонефтяного фактора, которое не прекратилось и к 42 году разработки (рис. 70).

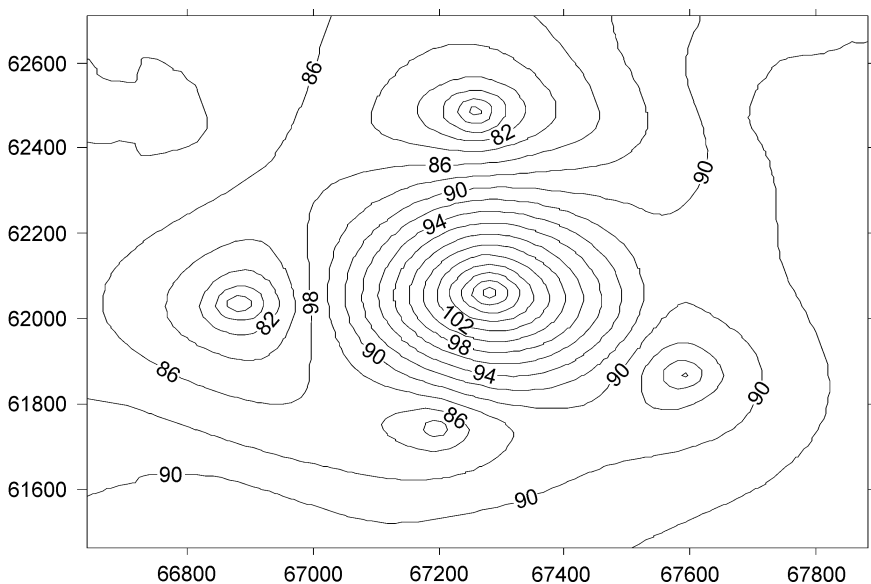


Рис. 70. Распределение пластового давления на 20 году разработки

Таким образом, в результате проведения мероприятий по предлагаемому способу удалось добиться снижения добычи воды по сравнению с базовым вариантом на 13 %. Добыча нефти при этом осталась на одном и том же уровне – 129 тыс. т (табл. 12), тем самым коэффициент нефтеотдачи по сравнению с известным способом

не уменьшился. Снижение объема попутной воды на 22,2 тыс. м³ привело к снижению затрат на ее подъем, транспортировку, отделение от нефти и утилизацию путем обратной закачки в пласт.

Таблица 12

Показатели	Способ	
	Известный	Предлагаемый
Балансовые запасы нефти, тыс. т	355,6	355,6
Срок разработки, лет	42	42
Добыча нефти, тыс. т	129	129
Добыча воды, тыс. м ³	175,7	153,5
Снижение добычи воды, тыс. м ³	0	22,2

9.7.3. Выводы

1. Предложен способ планирования геолого-технических мероприятий на основе гидродинамических моделей нефтяного месторождения, отличающийся тем, что строят карты изобар, карты заводненных объемов и карты направлений фильтрационных потоков, находят области, из которых в данную скважину притекают нефть и вода, определяют пластовые давления в найденных областях, из которых в данную скважину притекают нефть P_2 и вода P_1 , и сравнивают их между собой, при этом если давление в области, из которой притекает вода P_1 выше, чем давление в области, из которой притекает нефть P_2 , или они имеют равные значения, проводят обработку призабойной зоны по восстановлению или повышению продуктивности, и в дальнейшем эксплуатируют эту скважину при депрессии не менее первоначальной величины, а если давление в области, откуда притекает вода P_1 ниже, чем давление в области, откуда притекает нефть P_2 , проводят водоизоляционные работы, и в дальнейшем эксплуатируют эту скважину при депрессии не более первоначальной величины.

2. Характеристика вытеснения для скважины в координатах «водный фактор Q_v/Q_n от накопленной добычи жидкости $Q_{ж}$ » должна иметь падающий вид. Только в этом случае за счет гравитационной сегрегации в пласте уменьшение отбора жидкости приведет к увеличению добычи нефти и соответственному уменьшению добычи воды.

Скважины с растущей характеристикой « $Q_v/Q_n \rightarrow Q_{ж}$ » должны оптимизироваться обычным образом, путем увеличения отбора жидкости.

Применение технологии «коротких подвесок» целесообразно в скважинах, имеющих более высокое гипсометрическое положение кровли пласта по сравнению с окружающими скважинами. В этом случае гравитационное разделение жидкостей в пласте при уменьшении депрессии будет приводить к скоплению нефти в районе данной скважины.

9.8. Паротепловое воздействие

Эффективная разработка залежей тяжелой нефти и природных битумов в обычных геолого-физических условиях (высокая плотность и вязкость флюида, неглубокое залегание, относительно низкие температура и давление и др.) требует решения двух основных задач. Во-первых, нужно значительно повысить подвижность нефти в пластовых условиях и, во вторых, создать в пласте запас энергии, достаточной для активного притока жидкости к скважинам и подъема ее на поверхность. Одновременно решить эти задачи можно путем применения способов теплового воздействия на пласт.

Одним из эффективных методов разработки нефтяной залежи является эксплуатация ее системой горизонтальных скважин. Бурение горизонтальных скважин является перспективным методом увеличения производительности скважин, а во многих случаях и нефтеотдачи пластов.

Горизонтальные скважины обладают рядом преимуществ по сравнению с вертикальными. Одним из них является возможность охвата дренированием значительных площадей. Так, например, если величина интервалов вскрытия вертикальных скважин ограничена толщиной продуктивного разреза, то интервалы вскрытия горизонтальных скважин, из-за отсутствия указанного ограничения, могут быть увеличены в десятки раз. Увеличение дренажной площади может быть достигнуто и сооружением нескольких горизонтальных стволов из одной вертикальной скважины.

Вторым преимуществом является возможность уменьшения конусообразования при эксплуатации залежей с подошвенной водой и повышение тем самым по сравнению с вертикальными скважинами полноты выработки пластов.

Третье преимущество состоит в более эффективном использовании гравитационного оседания тяжелой нефти [55, 56].

Тепловое воздействие через горизонтальные скважины может быть произведено различными способами. Основные методы воздействия на пласт через горизонтальные скважины – нагнетание пара и проведение смешивающегося вытеснения. Добыча битума из горизонтальных скважин может быть произведена при гравитационном режиме потока жидкостей. Для этого в нефтенасыщенной части продуктивного пласта бурятся одна под другой две параллельные скважины. Тепловое воздействие производится в верхнюю скважину путем непрерывной закачки пара. Из прогретой зоны нефть и конденсат стекают в нижнюю горизонтальную скважину.

Этот вариант теплового воздействия является наиболее подходящим для битумных месторождений Татарстана. Процесс называется гравитационным дренированием с помощью пара (steam assisted gravity drainage – SAGD) или технологией «паровой камеры» [57–59].

Рассмотрим сущность этой технологии.

На рис. 71 [60, 61] представлен вертикальный разрез паровой зоны вокруг горизонтальных скважин. Механизм нефтеизвлечения основан на противоточной гравитационной сегрегации пара и разогретой нефти.

На начальном этапе осуществляют закачку пара в обе скважины для обеспечения приемистости и гидродинамической связи между стволами скважин. Продолжительность этапа прогрева скважин составляет от 2 до 6 мес, в зависимости от геолого-физических условий продуктивного пласта.

Затем нагнетание пара прекращают и нижнюю скважину переводят на отбор продукции. В это время в верхнюю, нагнетательную скважину продолжается непрерывная закачка пара. Паровая зона начинает расти от верхней скважины вертикально вверх под действием архимедовых сил. Поток нагретой нефти и конденсата пара под действием силы тяжести вытесняется вниз, к нижней добывающей скважине.

Зона пара по мере вытеснения нефти паром постоянно растет и с течением времени распространяется к кровле пласта, а затем расширяется по горизонтали, сливаясь с прогретыми зонами, расположенными вокруг соседних скважин. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой, поэтому потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

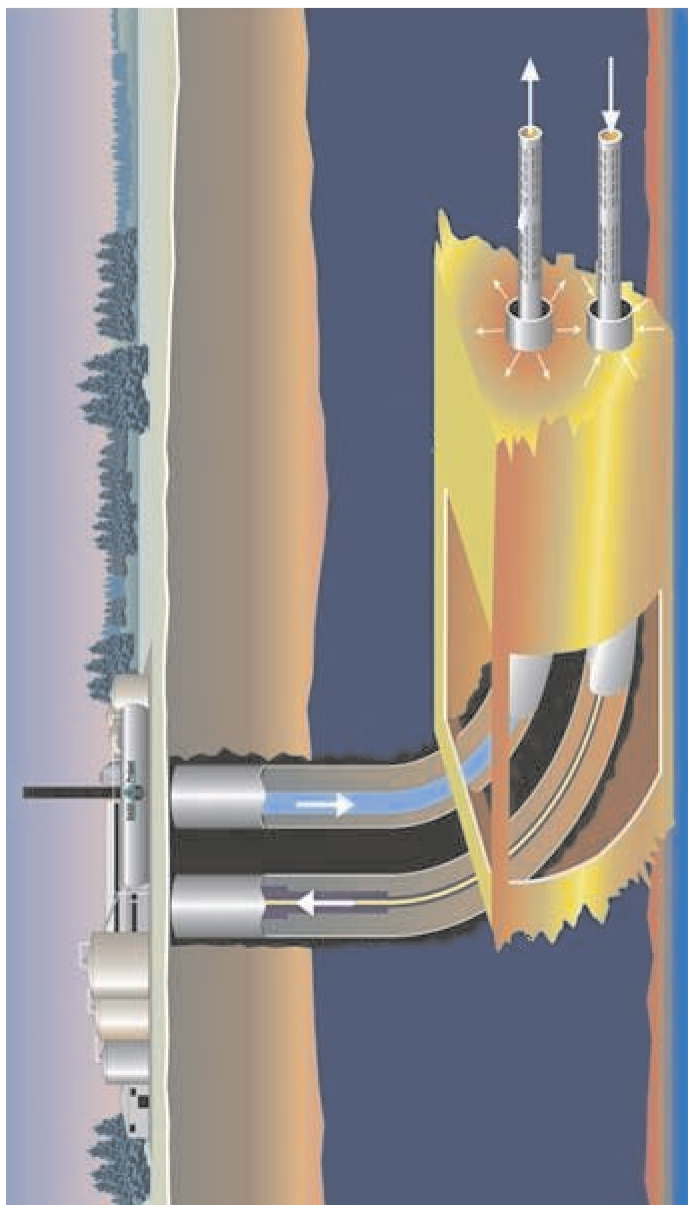


Рис. 71. Схема процесса гравитационного дренирования

Таким образом, на границе паровой камеры пар конденсируется с передачей тепла малоподвижной нефти, а прогретая нефть вытесняется под действием собственного веса и сконденсировавшимся паром по направлению сверху вниз, то есть на производительность горизонтальной скважины действуют два фактора – соответственно, гравитационный дренаж и вытеснение под давлением.

Парожидкостной раздел поддерживают на уровне между двумя скважинами для предотвращения прорыва пара в добывающую скважину и интенсивного роста паронефтяного отношения.

Эта технология как метод разработки залежей тяжелых нефтей и битумов уже прошла испытания в нескольких пилотных проектах и в настоящее время осуществляется промышленная разработка нескольких месторождений (Атабаска Канада, Liao he Китай, Cristiana Lake, Firebag) с использованием данного метода.

В Татарстане опытно-промышленные работы по отработке и внедрению скважинных методов добычи на месторождениях тяжелых нефтей проводятся на Мордово-Кармальском и Ашальчинском месторождениях. На этих месторождениях отработываются внутрипластовое горение, циклическая закачка пара, циклическая закачка воздуха, площадная и циклическая закачка парагаза [62–64].

Опыт внедрения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что их эффективность в значительной степени зависит от правильного выбора воздействия, т. е. учета конкретных геолого-физических аспектов внедрения метода. В связи с этим большое значение приобретает знание основных факторов, определяющих область эффективного применения этой технологии.

Задача по определению степени влияния основных геолого-физических параметров пласта на показатели разработки решается для оптимизации размещения двух параллельных скважин относительно друг друга, путем изменения рабочих параметров скважин.

Расчеты выполнялись на трехмерном комплексе гидродинамического моделирования Tempest More. Рассматривался продуктивный пласт толщиной 36 м. Расстояние между стволами скважин 5 м (рис. 72).

Начальная температура пласта составляет 8 °С, а начальная вязкость нефти 480140,5 мПа·с.

На рис. 73 показано изменение вязкости от температуры.

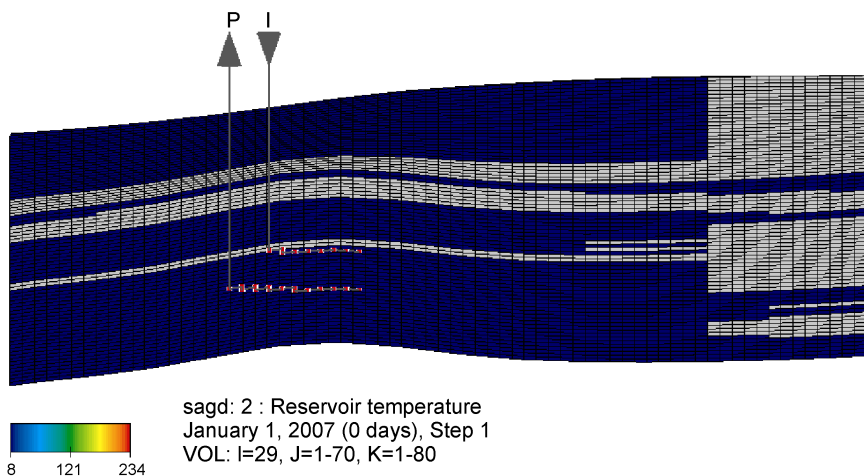


Рис. 72. Размещение горизонтальных скважин в кровле пласта

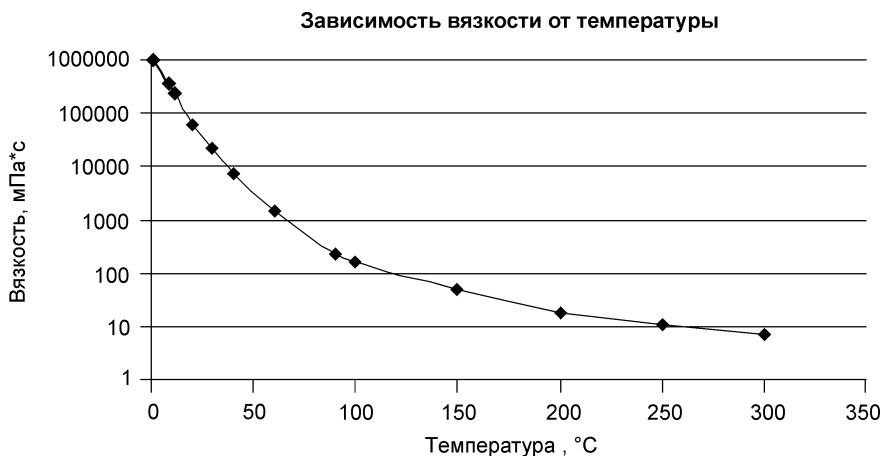


Рис. 73. Изменение вязкости битума от температуры

Шкала температуры представлена в логарифмическом масштабе. С увеличением температуры вязкость снижается. В расчетах температура закачиваемого пара на устье принята равной 265 °C. При средней температуре в зоне паровой камеры 237 °C, вязкость битума снижается до 15...33 мПа·с.

Закачка пара осуществляется непрерывно в количестве, равном отобранной жидкости. В серии экспериментов это значение равно 2300 м³/сут. Давление на забое нагнетательной скважины не более

30 атм, а на забое добывающей не менее 7 атм, при пластовом давлении 9 атм. Временной интервал выбран 10 лет.

На рис. 74–78 показана динамика прогрева и расширения паровой камеры во времени.

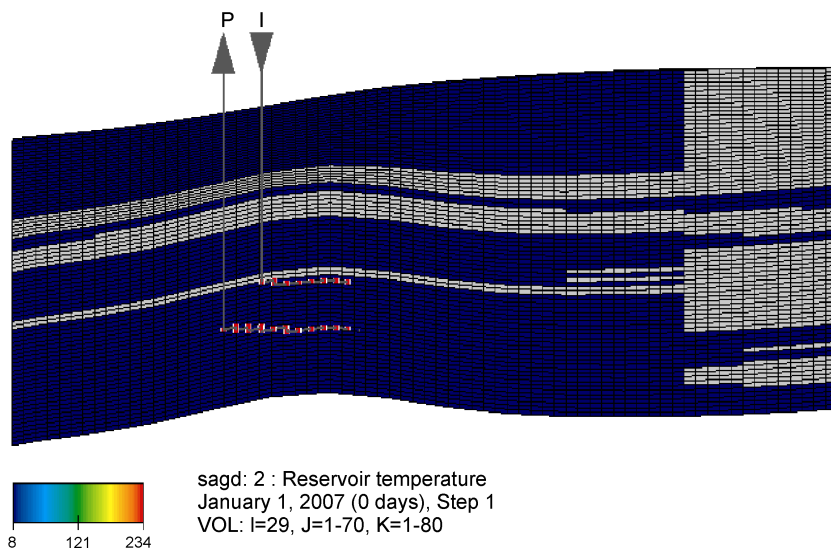


Рис. 74. Начальное состояние пласта на 01.01.2007

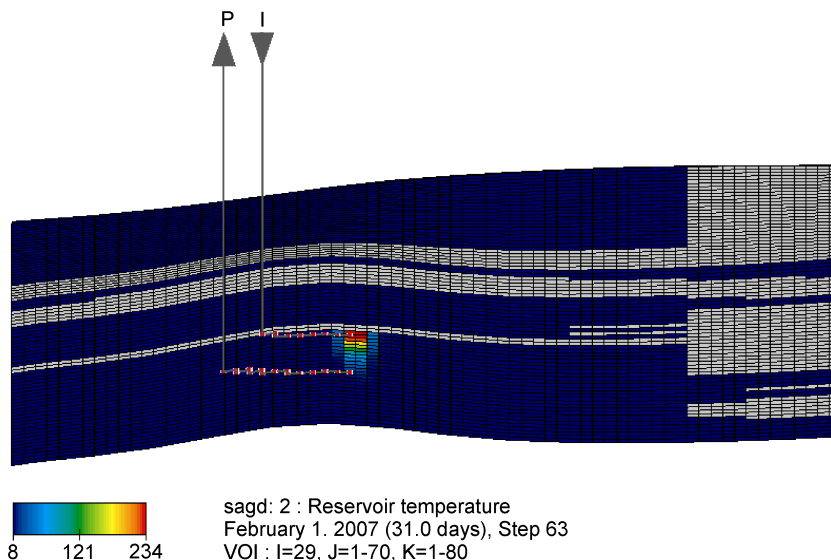


Рис. 75. Зона прогрева на 01.02.2007

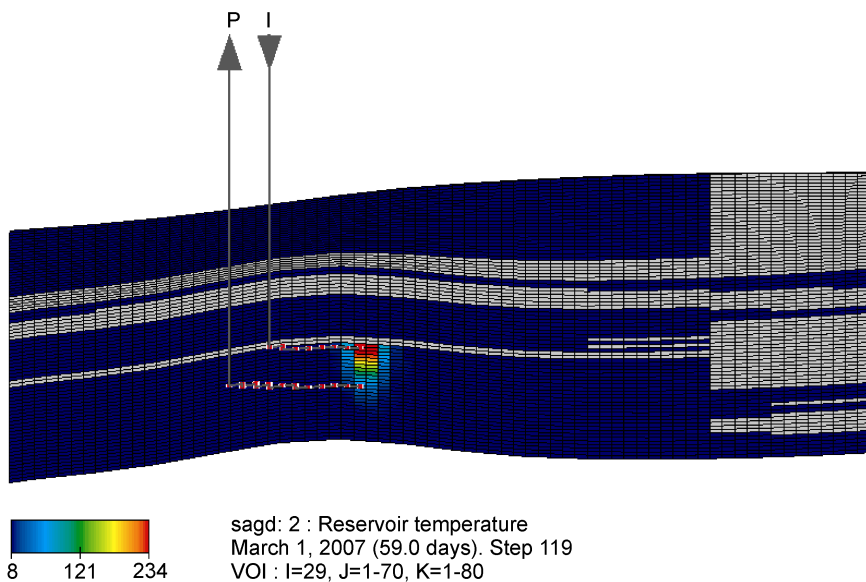


Рис. 76. Зона прогрева на 01.03.2007

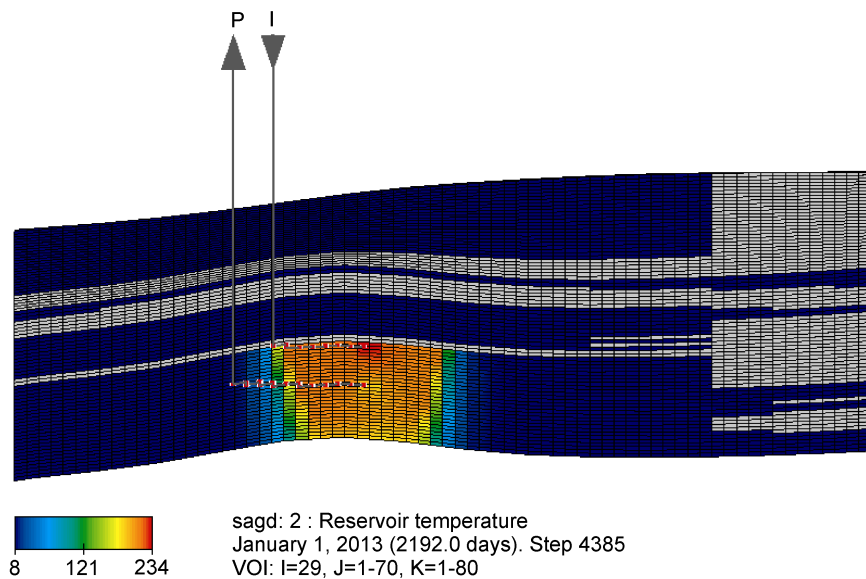


Рис. 77. Зона прогрева на 01.01.2013

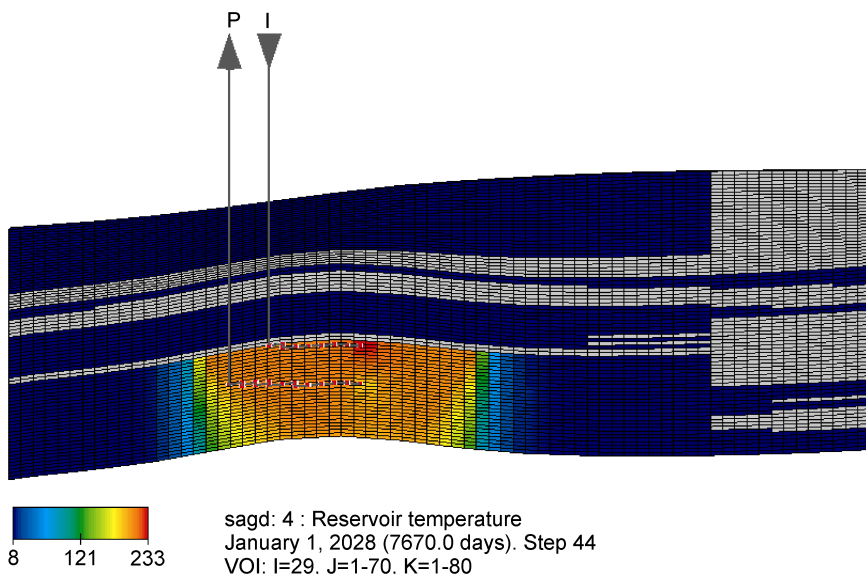


Рис. 78. Зона прогрева на 01.01.2028

На рис. 79 показана динамика среднесуточного дебита по годам.

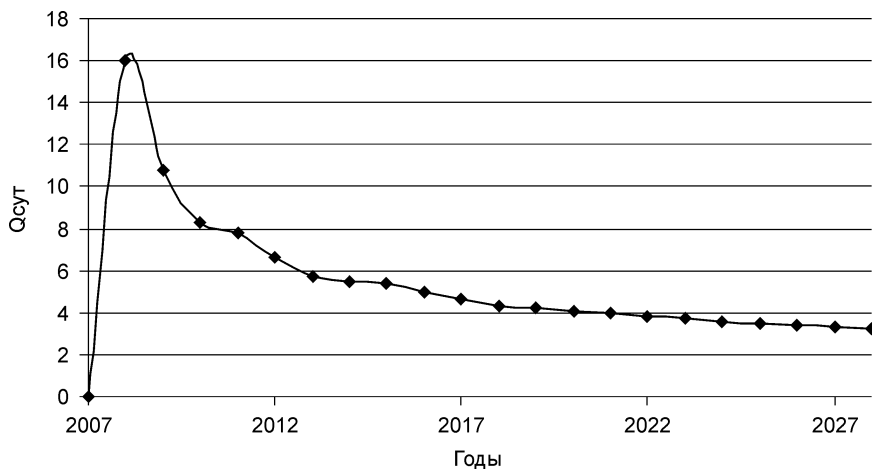


Рис. 79. Динамика среднесуточного дебита битума

Пик в начале разработки объясняется наступлением гидродинамической связи с нагнетательной скважиной. Большие объемы битума, уже достаточно нагретые, скапливаются на дне паровой камеры до на-

ступления гидродинамической связи с добывающей скважиной. Далее наблюдается постепенный спад среднесуточного дебита. Так, за 10 лет среднесуточный дебит составил 5,3 т/сут. При этом обводненность достигла 98...99 %. Закачка и отбор жидкости равны 2300 м³/сут.

Накопленная добыча битума на 01.01.2028 составила 45,459 тыс. т (рис. 80).

Надо сказать, что симулятор считает среднее пластовое давление по всему пласту (рис. 81).



Рис. 80. Накопленная добыча битума на 01.01.2028

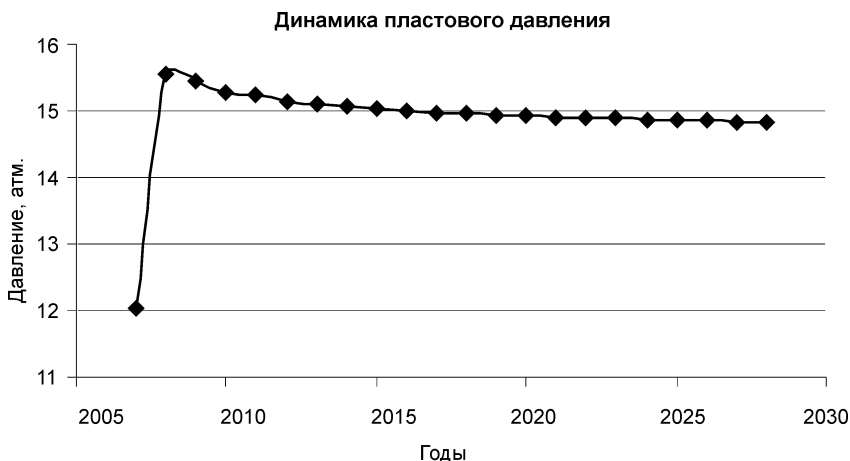


Рис. 81. Динамика пластового давления

9.8.1. Влияние сухости пара

При тепловых методах воздействия в качестве теплоносителя в пласт обычно закачивается горячая вода или пар. Технология нагнетания в пласт нагретой воды мало отличается от технологии обычного заводнения, чем этот метод и привлекает. Закачка горячей воды наиболее легко осуществима, однако эффективность вытеснения нефти нагретой водой ниже эффективности вытеснения водяным паром [65].

Вода может быть нагрета до температуры пара или превращена в пар, который является идеальным вытесняющим агентом, поскольку он характеризуется высоким теплосодержанием. Например, вода при температуре 148 °С содержит 630 кДж/кг, а насыщенный пар при той же температуре – 2751 кДж/кг, т. е. более чем в четыре раза. Это еще не означает, что пар отдает пласту больше теплоты, чем то же количество воды. Если пластовая температура равна 65 °С, то 1 кг воды, нагретой до 148,9 °С, передаст пласту 357 кДж, а 1 кг пара при тех же условиях – 2478 кДж, т.е. почти в 7 раз больше.

Теплосодержание пара по сравнению с жидкой фазой значительно выше. Это различие равно скрытой теплоте парообразования. Из-за низкого удельного количества теплоты горячей воды для разогрева типичного пласта до температуры, близкой к температуре закачиваемой воды может потребоваться 2,5...3,0 поровых объема горячей воды [66].

Известно, что водяной пар, обладающий большей энтальпией по сравнению с горячей водой, обеспечивает лучшие показатели по коэффициенту вытеснения и нефтеотдачи. Практический интерес представляет сопоставление вариантов вытеснения нефти паром различной степени сухости и горячей водой. Рассмотрим влияние агента воздействия на проведение процесса «паровой камеры», когда воздействие осуществляется путем непрерывной закачки агента в верхнюю нагнетательную скважину, а отбор производится из нижней горизонтальной скважины.

Таблица 13

Зависимость накопленной добычи битума от сухости пара

Сухость пара, доли ед.	Накопленная добыча битума, тыс. т
0,1	34,148225
0,2	37,189555
0,3	40,17151

Сухость пара, доли ед.	Накопленная добыча битума, тыс. т
0,4	42,360215
0,5	44,188965
0,6	45,74079
0,7	46,92278
0,8	47,84713
0,9	48,13118

Но осуществить закачку пара со степенью сухости равной 0,9 крайне сложно. Потери в стволе скважины неизбежны. Максимально вероятное значение качества пара равно 0,8...0,7.

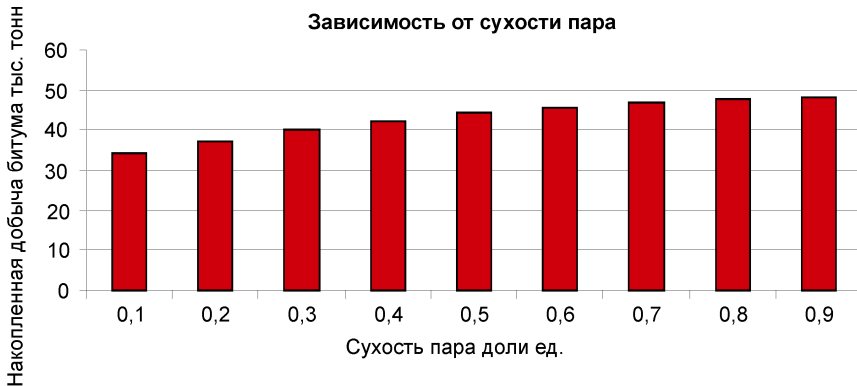


Рис. 82. Зависимость накопленной добычи битума от качества пара

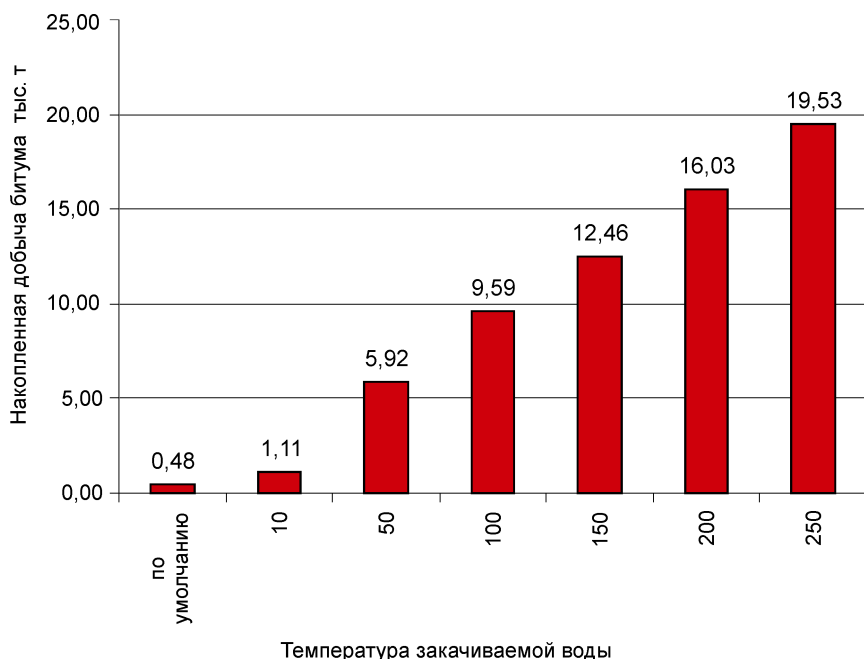


Рис. 83. Зависимость накопленной добычи битума от температуры закачиваемой воды

Как видно из предыдущих двух гистограмм даже при минимальной сухости пара 0,1 доли ед. и при максимальной температуре горячей воды, накопленная добыча битума при закачки пара больше почти в 2 раза. Рекомендуем использовать в качестве теплоносителя пар.

9.8.2. Влияние гидрофильности и гидрофобности пород

Были рассмотрены варианты влияния гидрофильности и гидрофобности пород:

- 1 вариант – порода полностью гидрофильная;
- 2 вариант – порода полностью гидрофобная.

Режимы закачки и отбор жидкости постоянны в обоих случаях. Решено было просчитать эти варианты 3 методами симулятора STN1, STN2, LINE.

Как видно из гистограммы максимальная добыча битума соответствует гидрофильной породе при подсчете методом STN 2. Раз-

ница же с другими методами 4,2 и 4,1 %, соответственно. Разница накопленной добычи между гидрофильной и гидрофобной породой составляет 3413,635 т.

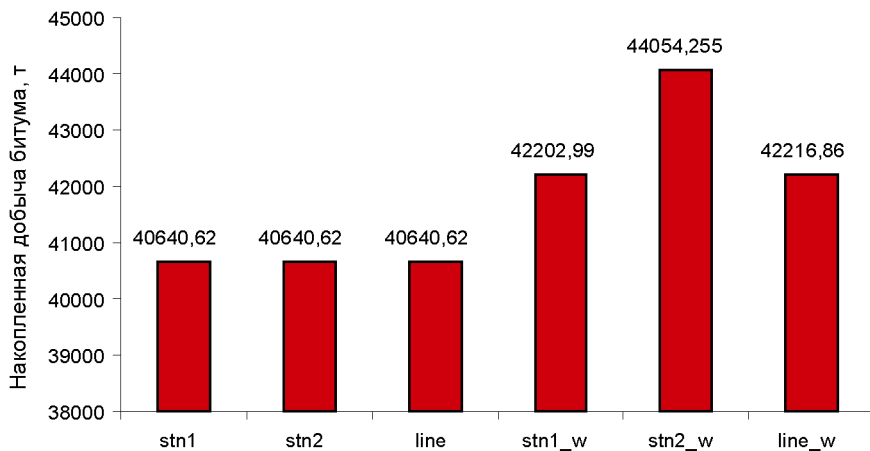


Рис. 84. Влияние гидрофобности и гидрофильности породы на накопленную добычу битума

Можно сделать вывод, что чем более порода гидрофильна, тем большее количество битума можно отмыть от породы. Поэтому важно детально изучить керн горизонтальных скважин. Как показывает опыт, значение гидрофильности породы играет важную роль в разработке месторождений битумов.

9.8.3. Выбор оптимальной глубины

На выбранном пилотном участке рассматривались 2 случая размещения пары горизонтальных скважин. В первом случае нагнетательная скважина расположена в непосредственной близости от породы крыши (на рис. 85 она окрашена в серый цвет).

Во втором случае для увеличения «паровой камеры» решено было опустить скважины вниз на 5 м (рис. 86).

Режим закачки и отбор жидкости не менялись. Изменилась глубина расположения 2 горизонтальных скважин. Такое размещение позволило увеличить зону дренирования.

Как видно из рис. 87, 88 разница накопленной добычи битума составляет 16,666 тыс. т. Поэтому целесообразно пробурить нагнетательную скважину на 5 м ниже кровли продуктивного пласта.

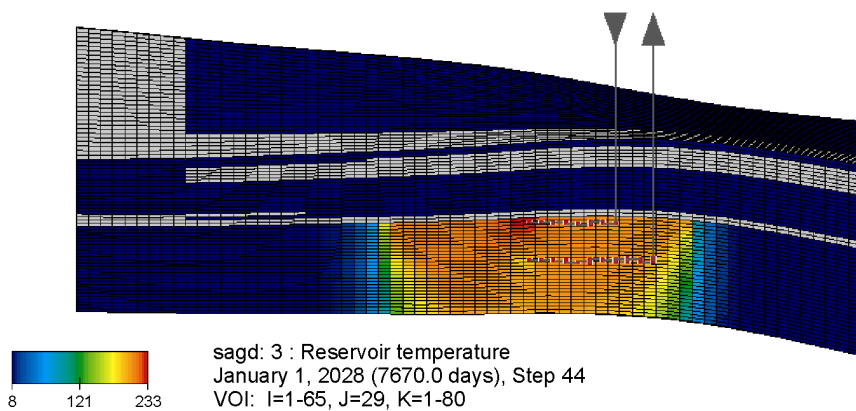


Рис. 85. Схема расположения скважин по 1 варианту

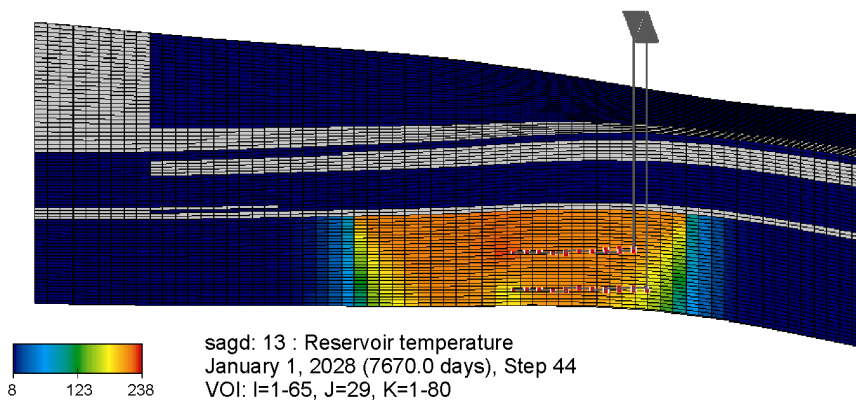


Рис. 86. Схема расположения скважин по 2 варианту

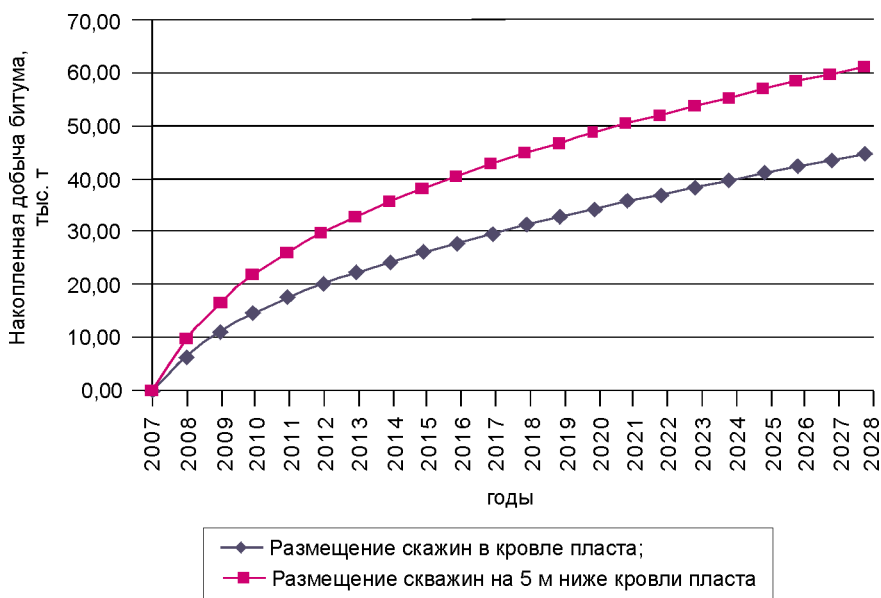


Рис. 87. Динамика добычи битума по годам

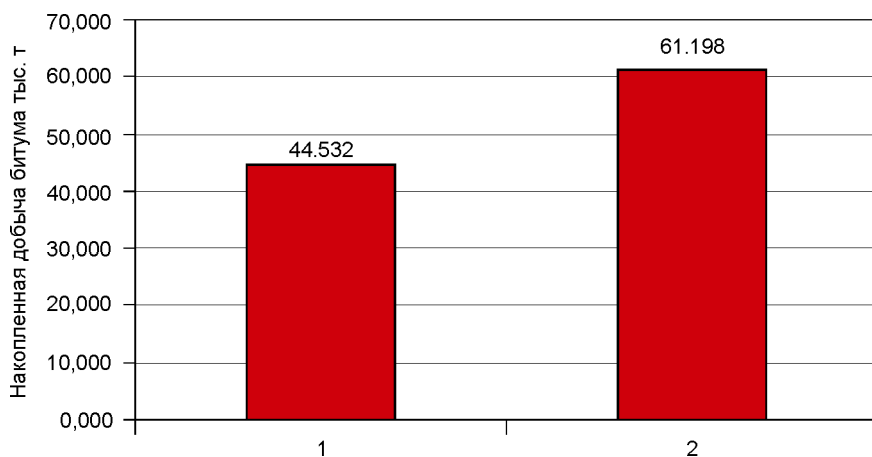


Рис. 88. Накопленная добыча битума: 1-скважины расположены в кровле продуктивного пласта, 2-скважины расположены на 5 м ниже кровли продуктивного пласта

9.8.4. Основные выводы и рекомендации

По итогам исследований была получена оптимальная схема теплового воздействия на пласт. Был выделен участок для бурения пар горизонтальных скважин, чтобы осуществить проект закачки пара с учетом геологического строения залежи.

Рассматривались 2 предельных случая по типам пород. Первый случай – гидрофильная порода, второй случай – полностью гидрофобная. Разница по накопленной добыче битума составила порядка 5 тыс. т битума за 10 лет в пользу гидрофильной породы.

Существенно влияние также оказывает закачиваемый теплоноситель. Рассматривалась закачка горячей воды и пара. При закачке пара достигается максимальный отбор битума. Также на суммарный отбор влияют такие параметры пара как температура и степень сухости. Наилучший эффект достигается при максимальной сухости пара.

Также было рассмотрено влияние температуры теплоносителя на суммарный объем добытого битума. Установлено, что чем выше температура теплоносителя, тем больший объем битума удастся добыть из пласта.

Давление следует выбирать таким образом, чтобы на начальном этапе оно не превышало $0,8 \cdot P_r$ (горного). После установления гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважиной давление нагнетания следует снизить. Оно должно быть близким к пластовому. Это условие позволит снизить экономические затраты. Объем закачки должен быть порядка $2100 \dots 1800 \text{ м}^3/\text{сут}$, и снижен до $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно.

Скважины следует располагать горизонтально и в плане они должны совпадать. Расстояние между скважинами следует выбирать 5–7 м, не больше. Не следует располагать скважины в непосредственной близости от породы крыши. В этом случае ограничиваются размеры паровой камеры.

По результатам моделирования была получена схема расположения скважин, а также подобрана оптимальные параметры технологии теплового воздействия на пласт.

9.9. Водогазовое воздействие

Разработка нефтяных месторождений в основном осуществляется с использованием заводнения. Благодаря этому методу достигнуты высокие темпы разработки залежей, а на некоторых месторождениях

и относительно высокий для данных геолого-физических условий коэффициент нефтеизвлечения. Наряду с очевидными преимуществами (простота метода, доступность воды и т. п.) заводнение имеет ряд существенных недостатков. Основной из них заключается в том, что при водонапорном режиме добывается менее половины извлекаемых запасов нефти, а затем процесс разработки месторождения характеризуется интенсивной прокачкой через пласты объемов воды, многократно превышающих объемы добываемой нефти. Такой относительно невысокий выход нефти объясняется рядом различных причин, в том числе различными реологическими свойствами взаимодействующих флюидов – воды, нефти и газа, геолого-физическими условиями нефтяных пластов и т.п. По мнению ведущих российских ученых-нефтяников возможности повышения нефтеотдачи пластов с помощью методов заводнения практически исчерпаны [67]. К тому же свойства остаточной нефти после заводнения заметно отличаются от свойств нефтей, добываемых в безводный период. Это происходит вследствие окисления нефти кислородом, содержащимся в закачиваемой воде, а также процесса так называемой гидродинамической хроматографии (разделение на фракции). Из литературных источников известно, что весь закачиваемый вместе с нагнетаемой водой кислород остается в пласте, т. е. он полностью расходуется на окисление нефти в процессе фильтрации [68].

Известно, что эффективность вытеснения нефти водой зависит от геологической характеристики пластов, их зональной и слоистой неоднородности, расчлененности, свойств насыщающих пласт флюидов.

В плотных коллекторах с высокой геологической неоднородностью в процессе разработки остаются отдельные невыработанные участки и зоны, не охваченные заводнением. Низкие коэффициенты нефтеотдачи обусловлены малым охватом пластов заводнением по продуктивному разрезу и по площади залежи.

В этих условиях повышение эффективности систем заводнения может быть достигнуто за счет внедрения воды в малопроницаемые нефтенасыщенные интервалы.

Значительными возможностями в этом случае обладает метод изменения направления движения фильтрационных потоков жидкости в пласте за счет использования отклонителей.

В качестве отклонителей для этих целей могут применяться как механические, так и химические вещества. Последние относятся к числу наиболее широко используемых.

В последнее время в качестве химических отклонителей часто используют водогазовые системы (ВГС) на основе различных газов.

ВГС обладают селективными свойствами при закачке их в призабойную зону пласта. ВГС, попадая в трещины или высокопроницаемые слои, разделяются, а в водонасыщенных частях пузырьки газа прилипают к поверхности водопроводящих каналов, тем самым, блокируя поры этих каналов и направляя движение воды в нефтенасыщенные части пласта. Продвигаясь по этим направлениям, вода способствует вытеснению из нефтенасыщенных частей пласта дополнительных объемов нефти. Тем самым применение ВГС способствует повышению коэффициента нефтеотдачи. В качестве газовой фазы ВГС используют воздух, азот, углекислый газ, природный газ и т.п. Особое внимание привлекает использование в качестве газовой фазы ВГС попутного нефтяного газа (ПНГ), который с одной стороны в силу своей гомологической близости к нефти является эффективным нефтевытесняющим агентом, а с другой – ПНГ добывается непосредственно на нефтяных промыслах, т.е. не требуется его доставка для воздействия на пласт, что значительно снижает стоимость проведения работ [69].

Воздействие на нефтяные пласты не одной водой, а смесью воды и газа позволит увеличить степень извлечения нефти из пласта за счет того, что вода будет, как и при заводнении, вытеснять нефть из мелких гидрофильных пор, а газ при водогазовом воздействии будет дополнительно вытеснять нефть из крупных гидрофобных пор.

В пластовых условиях межфазное натяжение на границе нефтяного газа с нефтью почти на порядок меньше, чем на границе нефть-вода. Это свойство углеводородного газа способствует тому, что он вытесняет нефть из крупных гидрофобных пор. Кроме того, обладая высокой подвижностью, газ, в отличие от воды, способен вытеснять нефть и из низкопроницаемых коллекторов, куда вода проникнуть не может [70].

Таким образом, при взаимодействии на нефтяной пласт одновременно водой и газом вытеснение нефти будет происходить путем пропитки мелких и дренирования крупных пор. Этот механизм аналогичен процессу вытеснения нефти водой. Однако в случае использования смеси двух вытесняющих агентов – воды и газа, полнота извлечения нефти будет выше за счет уменьшения остаточной нефтенасыщенности крупных пор.

Кроме того, часть газа растворяется в воде (до 1 м^3 на 6 МПа). Это ведет к уменьшению вязкости воды, снижению поверхностного

натяжения на границе раздела фаз и вытеснению флюидов при расширении пузырьков газа, что также приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти ВГС.

М.Л. Сургучев, СВ. Гусев, А.И. Ващуркин и др. [71–73] показали, что и коэффициент охвата пласта при водогазовом воздействии будет выше, чем при заводнении.

Вязкость воды в пластовых условиях обычно в несколько раз ниже вязкости пластовой нефти. Неблагоприятное соотношение вязкостей нефти и воды является основной причиной неудовлетворительного коэффициента охвата при чистом заводнении.

При совместной фильтрации трех фаз увеличивается сопротивление пористой среды, и из-за повышения перепадов давления в зоне смеси создаются более благоприятные условия для четочного (эмульгированного) течения фаз нефть-вода [74]. Это свидетельствует о том, что ВГС по своим физико-химическим свойствам ближе к свойствам пластовых нефтей, чем к свойствам пластовых вод. Благодаря этому при водогазовом воздействии увеличивается коэффициент охвата по сравнению с чистым заводнением.

Таким образом, увеличение степени нефтеизвлечения по сравнению с заводнением при водогазовом воздействии будет достигаться следующими факторами:

- снижением вязкости воды за счет растворения в ней газа;
- дополнительным вытеснением нефти газом из крупных гидрофобных пор и верхних тупиковых зон;
- увеличением коэффициента охвата по сравнению с чистым заводнением за счет безопасной для пласта блокировки каналов чрезмерно высокой проводимости;
- вытеснением нефти газом, при перемещении его в верхнюю часть пласта.

Гидродинамические расчеты водогазового воздействия проведены на примере участка зоны G отложений Бангестан месторождения Ахваз. При моделировании использовался модуль MORE EOS программного комплекса TEMPEST компании Роксар. Соответствие моделируемого процесса классического водогазового воздействия (чередование оторочек воды и газа) процессам, происходящим в реальных пластах, подтверждено тестами «SPE».

Грамотно описать поведение флюида и сохранить точность геолого-технологических моделей возможно путем использования специализированных программ, позволяющих решать такие задачи, как:

- описание пластового флюида;
- адаптация PVT-свойств к экспериментальным данным;
- исследование смешиваемости;
- моделирование лабораторных экспериментов;
- расчет выпадения асфальтенов и парафинов;
- расчет сепараторов;
- подготовка данных для симуляторов.

Программные модули PVTx Roxar, PVTi Schlumberger, WinProp CMG могут моделировать большинство экспериментов, проводимых коммерческими лабораториями и воспроизводить их результаты на моделях. Обычно это один из стандартных экспериментов: PV-соотношение, дифференциальное разгазирование, исследование при постоянном объеме или дифференциальная конденсация, многоступенчатая сепарация или закачка газа. PVTx также позволяет проводить расчёт фазового равновесия системы при заданных температурах и давлениях, а также строить фазовые диаграммы. Могут проводиться расчёты для двухфазных систем, включающих воду в качестве компонента, при условии корректного подбора коэффициентов бинарного взаимодействия и параметров уравнения состояния.

Исходная информация о составах пластовой нефти, закачиваемых газа и растворителей необходима для проведения термодинамических и гидродинамических расчетов с оценкой взаиморастворимости этих агентов и определения условий полной смешиваемости, а также для проведения экспериментов на моделях пластов по оценке коэффициентов нефтевытеснения.

В качестве исходной информации о составе пластовой нефти должны быть известны:

- молярный состав пластовой нефти (в мольных долях) до компонента C_7+ ;
- при неизвестном составе – газовый фактор (в m^3/t), плотность дегазированной нефти, ее молекулярная масса;
- фракционный состав нефти (в %), плотность и молекулярная масса компонента C_{7+} или плотность и молекулярная масса дегазированной нефти.

В качестве исходной информации о составах закачиваемого газа и углеводородного растворителя (ШФЛУ) должен быть известен их компонентный состав (в мольных долях). При использовании конденсата как углеводородного растворителя, необходимо знать его фракционный состав (в %), плотность и молекулярную массу.

Описание свойств флюидов при построении гидродинамической модели производилось с использованием внутренних средств про-

граммного комплекса Tempest. При этом нефть описывалась как композиция углеводородов, в которой задавались свойства каждого компонента и доля их присутствия в нефти.

Термодинамические свойства пластовых флюидов рассчитываются на основе уравнения состояния (Equation Of State – EOS). Модуль MORE EOS предоставляет пользователю выбор из нескольких широкоупотребительных уравнений: Ридли – Квонга (Redlich – Kwong: RK), Соава – Ридли – Квонга (Soave – Redlich – Kwong: SRK), Пенга – Робинсона (Peng – Robinson: PR), модифицированное уравнение Пенга – Робинсона (PR79), обобщённое уравнение состояния (GENE).

Для расчетов нами было использовано модифицированное уравнение Пенга – Робинсона (PR79). Выбор уравнения неслучаен, в 1979 г. Пенг и Робинсон расширили каппа функцию уравнения Пенга – Робинсона для учёта тяжёлых углеводородных компонентов; в связи с этим модифицированное уравнение позволяет наиболее адекватно описать имеющуюся систему.

Сравнение параметров смоделированной пластовой системы с реально существующими представлено на рис. 89–92 по результатам эксперимента дифференциального разгазирования и в табл. 14 по результатам эксперимента сепарации.

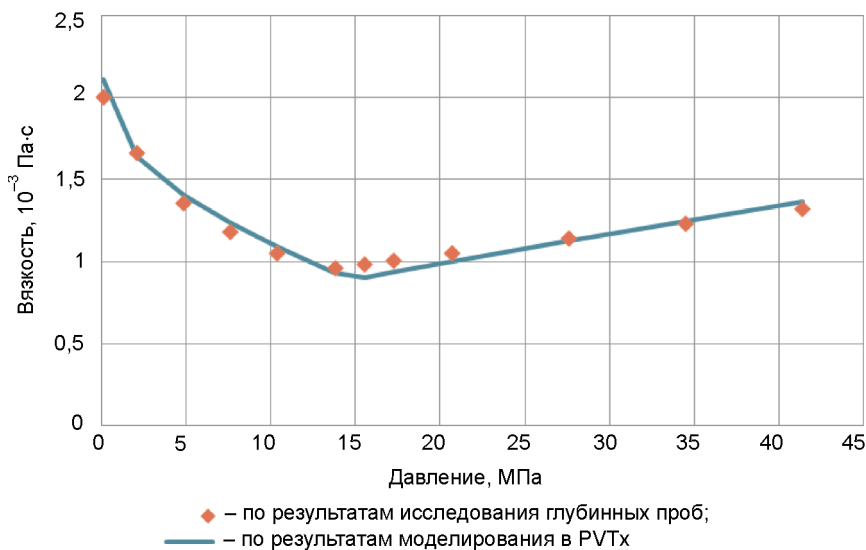


Рис. 89. Зависимость вязкости от давления

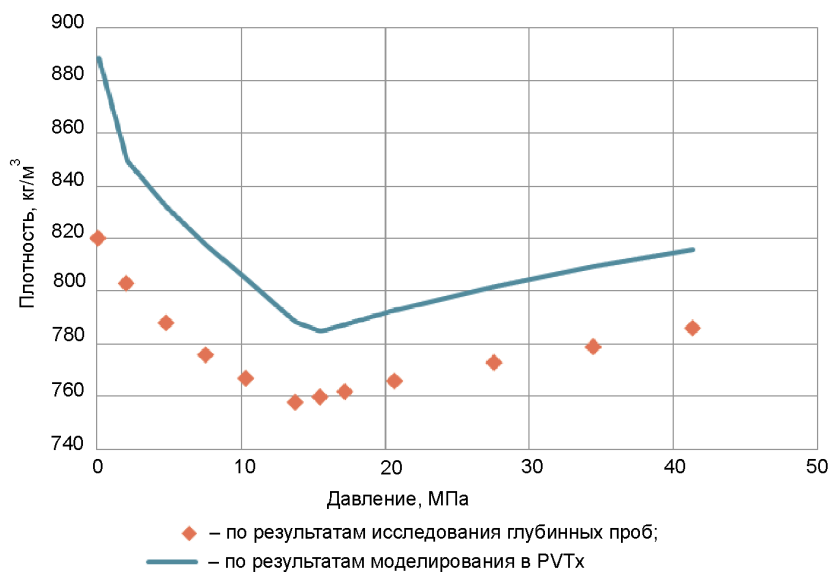


Рис. 90. Зависимость плотности от давления

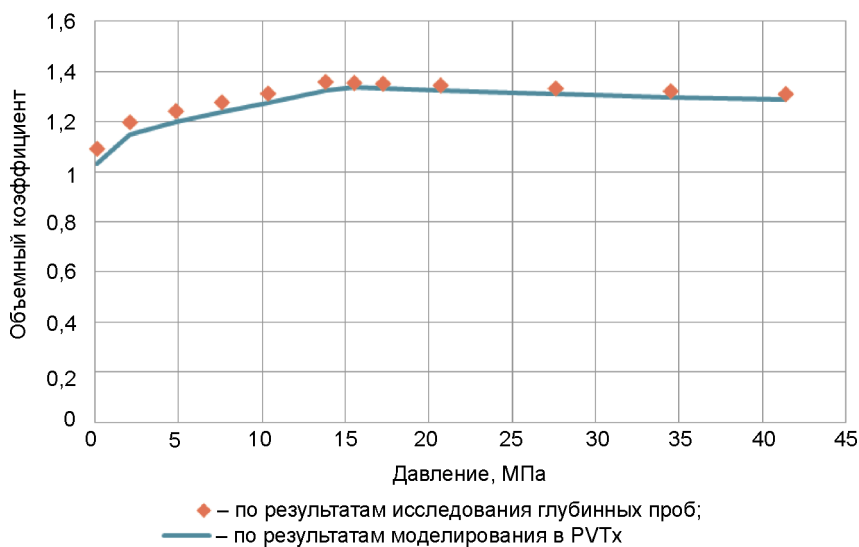


Рис. 91. Зависимость объемного коэффициента от давления

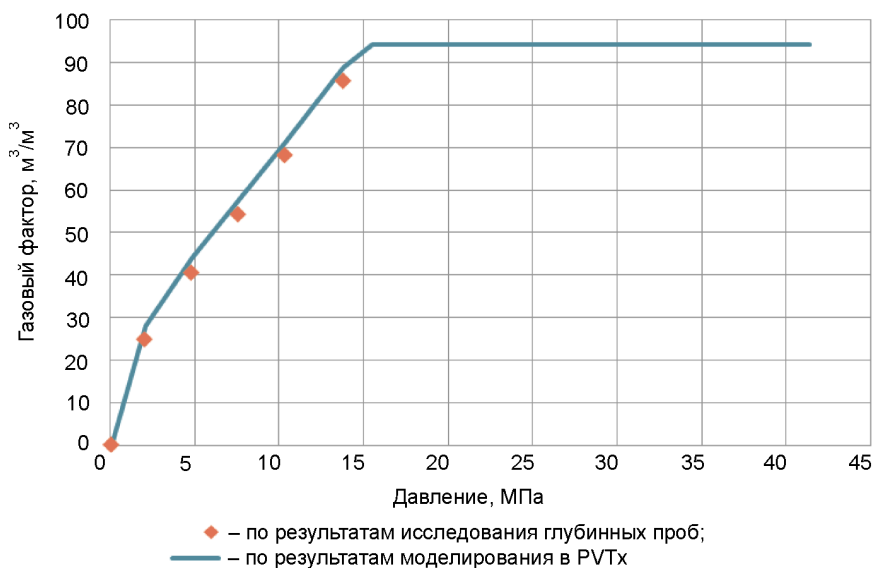


Рис. 92. Зависимость газового фактора от давления

Таблица 14

Сравнительная таблица параметров при давлении насыщения

Способ нахождения параметров	Температура, °С	Давление насыщения, МПа	Плотность, кг/м³
По результатам лабораторных исследований	71,1111	11,6521	791,2
Расчетные по уравнению состояния	71,1111	11,6633	803,363
Расхождение	—	0,09586	1,53724

Приведенные данные о сравнении двух систем свидетельствуют в пользу высокой точности и достоверности построенной системы, которая будет передана в гидродинамическую модель без искажения или же огрубления ее свойств. Это позволяет говорить о качественном повышении точности процесса моделирования водогазового воздействия.

Также существует возможность моделирования водогазового воздействия в стандартной модели Black Oil путем расширения ее возможностей введением в систему дополнительного флюида – попутно добываемого газа (опция SOLV). В этом случае в файл описа-

ния флюида включаются два дополнительных массива данных, описывающих поведение растворенного и свободного состояния (таблицы OSPVT и SPVT). Мы рекомендуем использование этого метода, в особенности, в моделях двойной пористости/проницаемости, это ведет к существенному уменьшению ресурсоемкости расчета.

9.9.1. Обоснование размещения скважин

Задача выбора системы размещения скважин является многоплановой и должна решать такие вопросы, как геометрия и плотность сетки скважин, соотношение нагнетательных и добывающих скважин, взаимное расположение скважин. При решении этих вопросов наряду с результатами гидродинамических расчетов необходимо использовать геолого-промысловые данные о геометрии пласта, наличии тектонических нарушений, зонах трещиноватости, неоднородности и свойствах коллектора пласта [75].

При традиционном изучении строения залежи необходимо учитывать высоту залежи, углы падения пластов, наличие тектонических нарушений, литологическую изменчивость пород-коллекторов и строение водонефтяного (ВНК) и газонефтяного (ГНК) контактов. При сообщаемости залежи с водонапорной системой требуется установить размеры системы и параметры пласта в ее пределах. Необходимо комплексное изучение коллектора с целью определения принадлежности его к определенному типу: поровому, трещиновато-поровому, высоко-, средне- и низкопроницаемому и т. д.

Разработка и внедрение методов закачки водогазовых смесей связана с поисками наиболее рациональной системы разработки нефтяных месторождений, под которой понимается система, позволяющая добывать плановое количество нефти при наименьших суммарных затратах и с минимальными потерями нефти (максимальной нефтеотдачей).

При выборе системы разработки месторождения решаются следующие основные группы вопросов:

- необходимость и способ воздействия на пласт;
- схема расположения скважин, их число и режим работы;
- темп и порядок ввода скважин в эксплуатацию;
- экономическое обоснование системы разработки.

Многообразие встречающихся на практике условий залегания реальных пластов приводит к большому числу возможных вариан-

тов систем размещения скважин и к индивидуальному подходу при выборе оптимальной системы.

Из применяемых схем расположения нагнетательных и добывающих скважин (линейной и площадной), при проектировании смешивающегося вытеснения водогазовой смесью, предпочтение следует отдавать линейной. При площадной схеме расположения скважин увеличивается удельный расход вытесняющего агента, ухудшаются условия регулирования процесса, осложняется сеть промысловых газопроводов. Кроме того, при закачке растворителей в линейный ряд скважин в пласте образуется переходная зона меньших размеров, что позволяет применять оторочки растворителя небольшого объема. В зависимости от геометрии пласта ряды нагнетательных скважин могут иметь вид прямой линии, дуги или окружности [76].

При проектировании опытно-промышленных работ с применением метода несмешивающегося вытеснения более предпочтительны площадные системы расположения скважин, практически при любых системах разработки месторождений, предусмотренных проектными документами. Плотность сетки скважин особого значения как критерий применимости не имеет [77].

Отметим, что при проектировании необходимо учитывать опережение фронтом движения газа фронта воды. Игнорирование этого может привести к раннему выводу объекта из эксплуатации и снижению конечного коэффициента нефтеотдачи. В большей степени опережение будет проявляться при продвижении фронта вверх по структуре пласта.

Разбуривание и разработка залежи должны осуществляться самостоятельной сеткой скважин, особенно нагнетательных. Внедрение метода ВГВ на многопластовых месторождениях, где несколько пластов вскрываются единой сеткой скважин, сопряжено с трудностями по контролю и регулированию процесса и обычно не рекомендуется.

Число нагнетательных скважин определяется выбранными темпами разработки, размерами залежи и приемистостью скважин. В случае разбивки пласта тектоническими нарушениями на отдельные изолированные блоки число нагнетательных скважин определяется, кроме всего прочего, числом блоков. На каждый изолированный блок следует предусмотреть, по крайней мере, одну нагнетательную скважину.

Взаимное расположение нагнетательных и добывающих скважин выбирается таким, чтобы по возможности обеспечить в пласте

движение флюидов сверху вниз с использованием благоприятного гравитационного фактора. При этом нагнетательные скважины располагаются рядами или зонами в своде пласта, а ряды добывающих скважин проектируются ниже по структуре, темп закачки газа в пологозалегающие пласты выбирается исключающим гравитационное разделение агентов.

При неоднородном коллекторе расположение скважин может отличаться от равномерного с учетом выявленной неоднородности. Для больших залежей, с целью увеличения темпов разработки, возможно разрезание всей площади на отдельные участки рядами нагнетательных скважин.

Окончательный выбор системы разработки месторождения производится в результате сопоставления технико-экономических показателей нескольких вариантов разработки. Для экономического обоснования рациональной системы разработки просчитывают варианты с заводнением, различными методами реализации ВГВ, а также варианты с различными системами расстановки скважин и режимами их эксплуатации.

Вариант, позволяющий получить плановое количество нефти при наименьших затратах и максимальной конечной нефтеотдаче, считается рациональным.

9.9.2. Обоснование применения технологий увеличения приемистости скважин

При совместной и попеременной закачке рабочих агентов, следует учитывать снижение приемистости нагнетательных скважин из-за трехфазных фильтрационных потоков. Зачастую ввиду проблем с недостаточной приемистостью нагнетательных скважин приходится отказываться от заведомо более эффективных технологий в пользу последовательной закачки рабочих агентов. Следовательно, при проектировании водогазового воздействия следует предусмотреть возможность увеличения приемистости нагнетательных скважин с целью обеспечения требуемых объемов закачки.

Повышение перепада давления, очевидно, – наиболее простой и дешевый способ обеспечения необходимого объема закачки. В то же время его применение ограничивается физическими возможностями, да и резервы по перепаду давления на практике, как правило, невелики.

Методы, снижающие фильтрационное сопротивление течению флюидов, более трудоемки, но и значительно более результативны. При этом если такие технологии, как, например, гидравлический разрыв пласта (ГРП) и физико-химические методы обработки, воздействуют, в основном, лишь на призабойную зону пласта, уменьшая ее фильтрационное сопротивление, то применение горизонтальных скважин (ГС) позволяет не только значительно снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, но и целенаправленно влиять на направления течения жидкостей в удаленном межскважинном пространстве пласта, увеличивая скорости фильтрации флюидов и минимизируя долю слабо дренируемых зон в общем поровом объеме эксплуатационного объекта.

9.9.3. Гравитационно-стабилизированное вытеснение

Характер движения ВГС в пласте будет определяться поровым пространством:

- в низкопроницаемых пористых средах, за счет ограниченного пространства, вода и газ будут двигаться совместно;
- в трещинах или высокопроницаемой пористой среде смесь будет разделяться, при этом вода будет двигаться горизонтально, а газ преимущественно вертикально.

Механизм вытеснения водогазовой смесью в значительной степени зависит от влияния смачиваемости породы и процесса вытеснения. В отличие от изменения смачиваемости породы, задача организации процесса вытеснения нефти будет решаться при проектировании разработки объекта. Следовательно, должна существовать такая схема расположения скважин, при которой будет достигнута максимальная эффективность водогазового воздействия.

Основной причиной низкого коэффициента охвата при газовых методах воздействия является прорыв газа к забоям добывающих скважин. Преждевременный прорыв газа обусловлен нестабильностью вытеснения нефтяной фазы менее вязким закачиваемым газом. Водогазовое воздействие решает проблему высокой мобильности газа, но в пластовых условиях наблюдается процесс сегрегации газа. Следовательно, максимальная эффективность водогазового воздействия достижима путем уменьшения скорости сегрегации и предотвращением осложнений, вызванных присутствием свободного газа.

Анализ технологий газового воздействия выявил методы стабилизации фронта вытеснения с использованием сил гравитации. Гра-

витационно-стабилизированное вытеснение – это вытеснение вниз в вертикальном направлении при темпах нагнетания низких настолько, что выталкивающая сила препятствует неустойчивости фронта вытеснения (рис. 93) [78]. Данная технология является эффективным средством предотвращения осложнений, связанных с языкообразованием и гравитационным опережением газа.

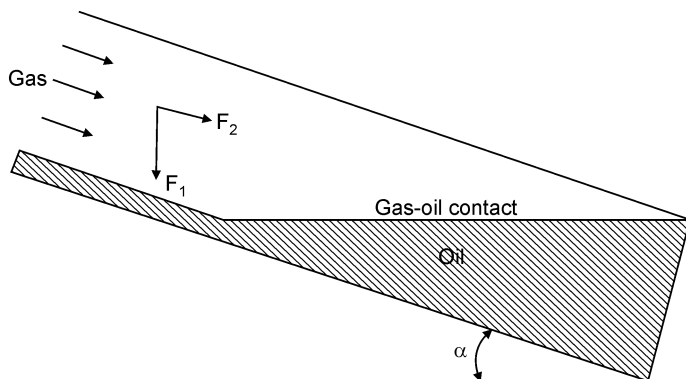


Рис. 93. Схематическая иллюстрация процесса нагнетания газа с использованием силы гравитации

При различных схемах конструкций и расположений скважин скорость сегрегации закачиваемого газа будет различна и обусловлена компенсацией выталкивающей силы (рис. 94). Таким образом, снижение скорости сегрегации закачиваемого газа проще обеспечить использованием гидродинамической силы нагнетаемого агента.

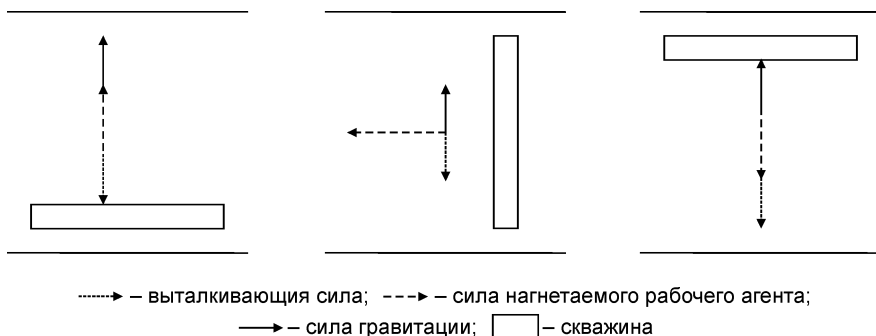


Рис. 94. Распределение сил действующих на пузырек газа

Уменьшить влияние сегрегации закачиваемого газа на эффективность водогазового воздействия можно гравитационно стабилизирував фронт вытеснения и снизив мобильность газа в вертикальном направлении.

Современные достижения в строительстве скважин (боковые стволы, горизонтальные скважины) позволяют организовать вертикальное движение фронта вытесняющего агента даже в не очень толстых пластах. Полученные экспериментальные данные показывают, что реализация вертикального (сверху вниз) движения фронта вытеснения позволяет существенно повысить эффективность вытеснения нефти [79].

Расположение горизонтальных нагнетательных скважин в свободной части пласта при водогазовом воздействии позволяет реализовать технологию гравитационно-стабилизированного вытеснения. При этом повышение эффективности водогазового воздействия достигается:

- организацией вертикального движения вытесняющего агента, обеспечивающей более равномерное вытеснение нефти;
- подавлением выталкивающей силы, действующей на пузырьки газа, силой нагнетания рабочего агента.

9.9.4. Обоснование агента для водогазового воздействия

Выбор оптимального агента для осуществления водогазового воздействия будет определяться:

- проектируемой технологией воздействия;
- доступностью газового агента;
- соображениями экономической целесообразности.

Для ведения процесса в достаточно больших масштабах и при оптимальном соотношении в ГЖС газа и воды (определяется расчетом) необходимы значительные ресурсы углеводородного газа. Ресурсы газа для целей повышения нефтеотдачи наиболее благоприятны во вновь осваиваемых нефтегазодобывающих районах. В старых районах ресурсы газа для ВГВ, как правило, ограничены.

Нефтяной газ, в отличие от широко применяемой воды, является более эффективным вытесняющим флюидом для нефти, что может привести к более высокой конечной нефтеотдаче. В то же время установлено, что закачка в неоднородные пласты при существующей системе разработки одного лишь сухого газа неэффективна и нецелесообразна, так как происходят прорывы газа по наиболее прони-

цаемым пропласткам, и конечный коэффициент нефтеотдачи при этом может быть ниже, чем при обычном заводнении [80].

Весьма интересен вопрос внутрипластового генерирования газового агента из воздуха. Для осуществления газовых технологий несмешивающегося вытеснения необходим вытесняющий агент (азот). Получение азота стандартными методами (сжижение и ректификация воздуха, сжигание воздуха с рассчитанным объемом метана) требует значительных затрат и сложных установок. Пластиковые мембранные установки для получения азота из воздуха имеют недостаточную надежность и производительность. Получение азота из воздуха мембранными технологиями с использованием полиметаллических оксидных керамических мембран пока находится на стадии лабораторных исследований. Исследования показали, что возможно осуществить процесс получения азота из воздуха непосредственно в пласте (термогазовый метод воздействия). Для того, чтобы процесс автоокисления нефти начал протекать самопроизвольно, достаточно прогреть призабойную зону пласта от 20 до 50 °С или использовать легкоокисляющиеся жидкости [79].

Агенты для осуществления водогазового воздействия различаются по двум основным параметрам:

- вид газового компонента;
- газонасыщенность закачиваемой смеси.

В качестве газового компонента можно использовать воздух, азот, CO₂, природные и попутные нефтяные газы.

Состав газового компонента, как правило, будет определяться условием наличия необходимого агента. Вопрос целесообразности осушки попутного газа, применения природного газа, генерирования агента из воздуха – решается исходя из экономической эффективности мероприятия в каждом конкретном случае.

Композиционное моделирование позволяет создавать газовую часть закачиваемой смеси, описывая его состав по компонентам с помощью ключевого слова «SCMP» с последующим подключением в файле событий используя опцию «STRE». После проведения расчета на модели, нам доступен мониторинг движения каждого из компонентов (рис. 95, 96).

Несколько сложнее вопрос выбора оптимального газосодержания водогазовой смеси. Обзор литературы позволил найти результаты лабораторных экспериментов по поиску оптимального газосодержания.

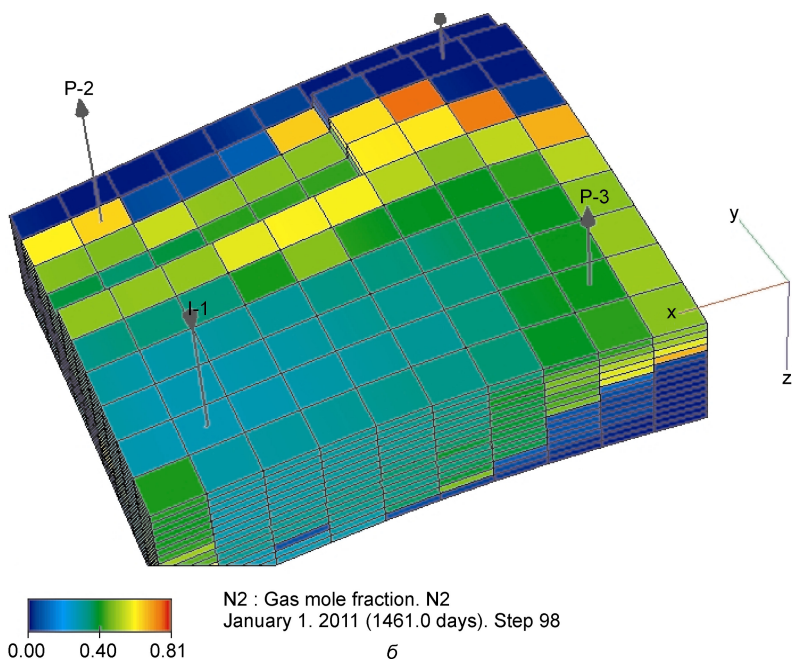
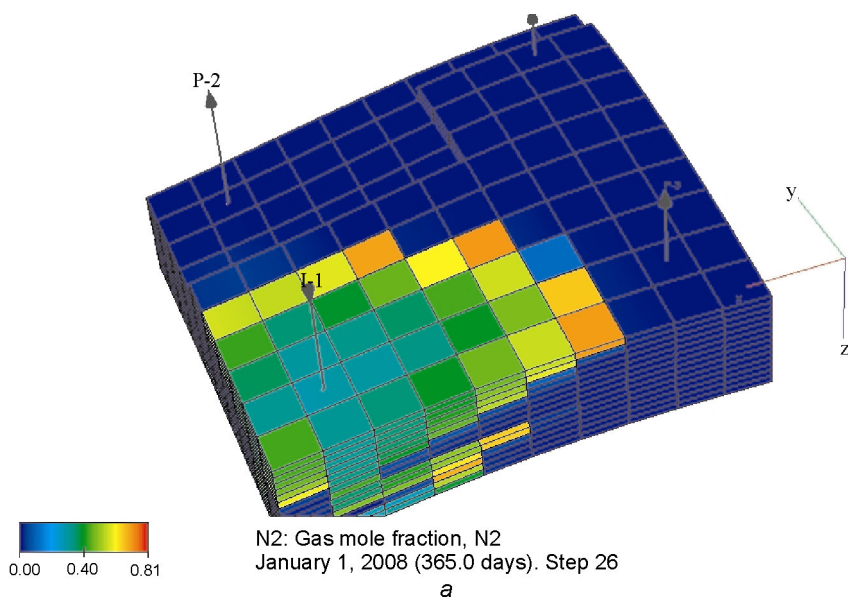


Рис. 95. Изменение насыщенности компонентом N_2
при вытеснении азотом:
a – через год эксплуатации; *б* – через три года эксплуатации

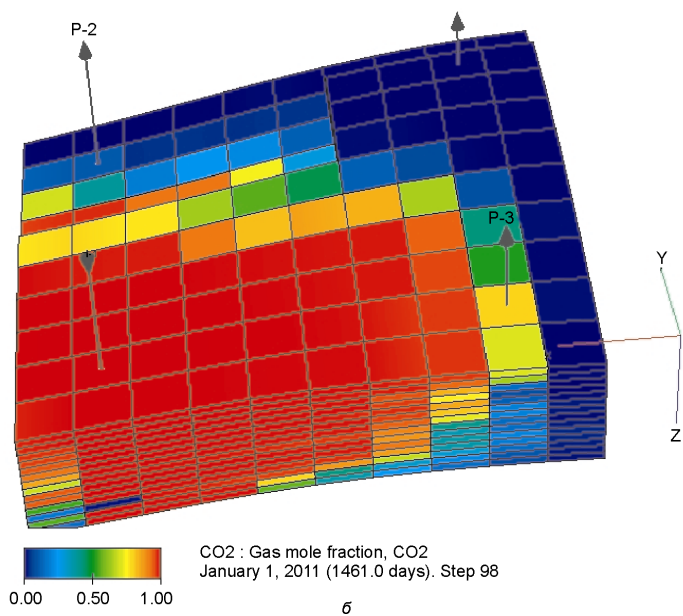
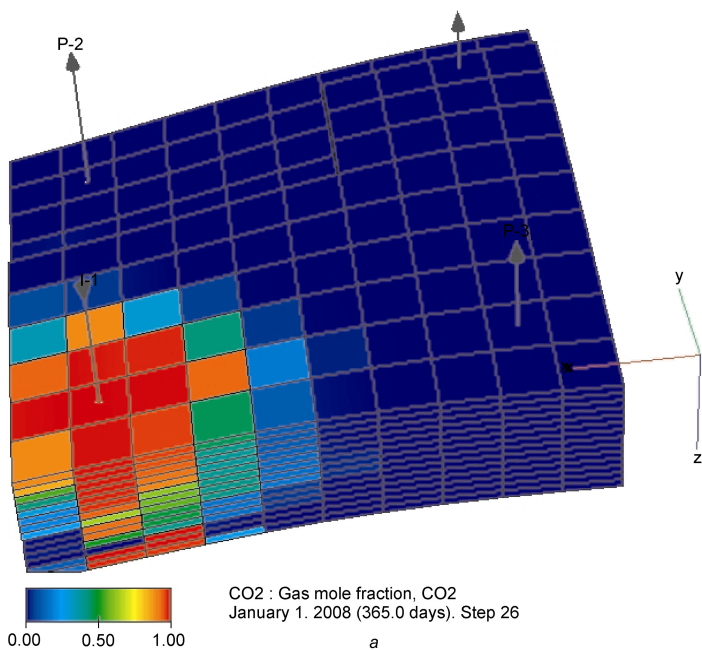


Рис. 96. Изменение насыщенности компонентом CO_2
при вытеснении углекислым газом:
а – через год эксплуатации; б – через три года эксплуатации

В ТомскНИПИнефти и УкрНИИПНД были проведены лабораторные эксперименты по определению коэффициента вытеснения нефти водогазовой смесью (ВГС) в зависимости от степени содержания компонентов в вытесняемом агенте. По результатам экспериментов коэффициент нефтевытеснения поддерживается в широком диапазоне аэрации ВГС.

Аналогичная эксперименты представлены в работе [81]. Целью данной серии экспериментов являлось выявление области оптимальных газосодержаний водогазовой смеси. Этой области газосодержаний соответствует наибольший коэффициент вытеснения. Газосодержание смеси определяется в условиях входа в модель.

На рис. 97–102 приведены зависимости коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси, полученные на фильтрационной модели.

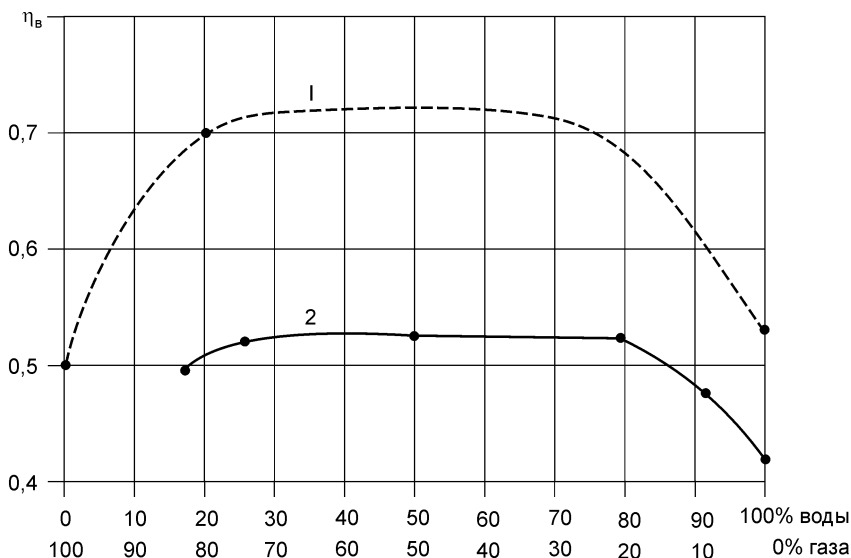


Рис. 97. Зависимость коэффициента вытеснения от газосодержания водогазовой смеси: 1 – данные УкрНИИПНД; 2 – данные ТомскНИПИнефти

Характер поведения кривых на рис. 98 и 99 соответствует результатам, полученным в лабораторных экспериментах, что позволяет говорить об адекватности построенной модели. Такое поведение кривых свойственно однородному коллектору в котором не учитывается расположение скважин, а следовательно, газ будет интен-

сивно продвигаться в кровельной части пласта. Значительное опережение газом фронта вытеснения нефти будет причиной скорой остановки добывающих скважин и низкой нефтеотдачи.

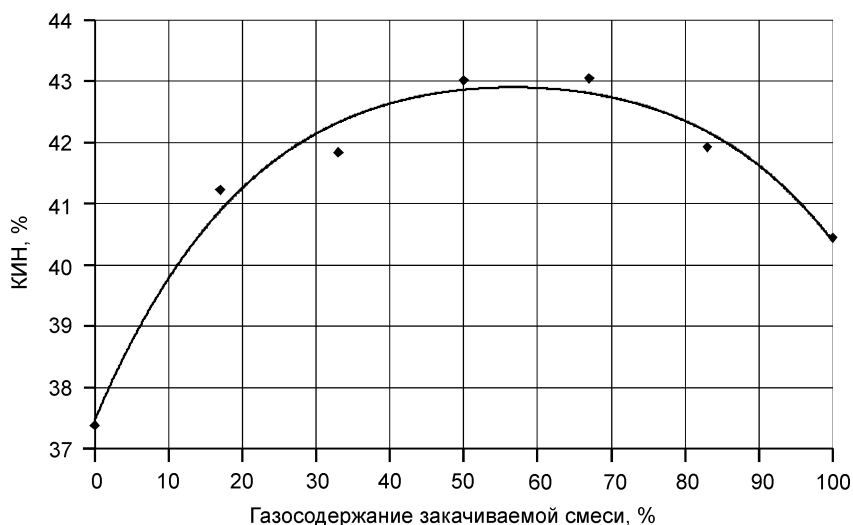


Рис. 98. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси при попеременной закачке воды и газа

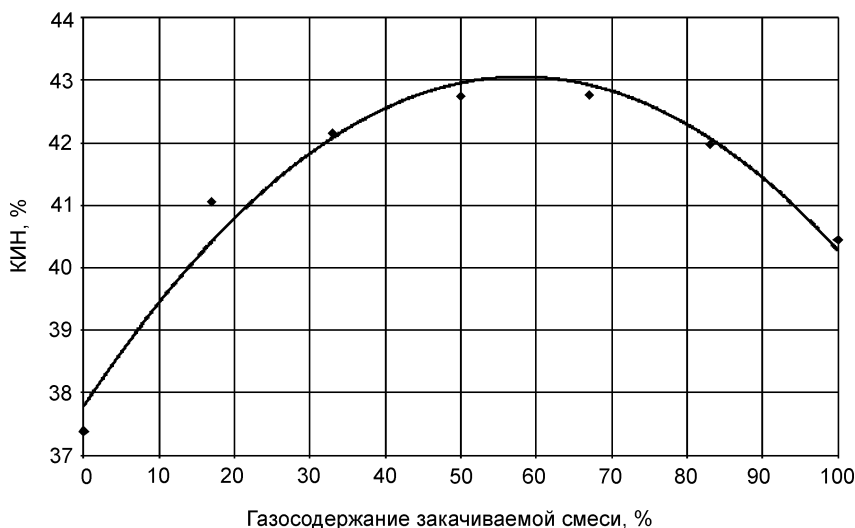


Рис. 99. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси при совместной закачке воды и газа

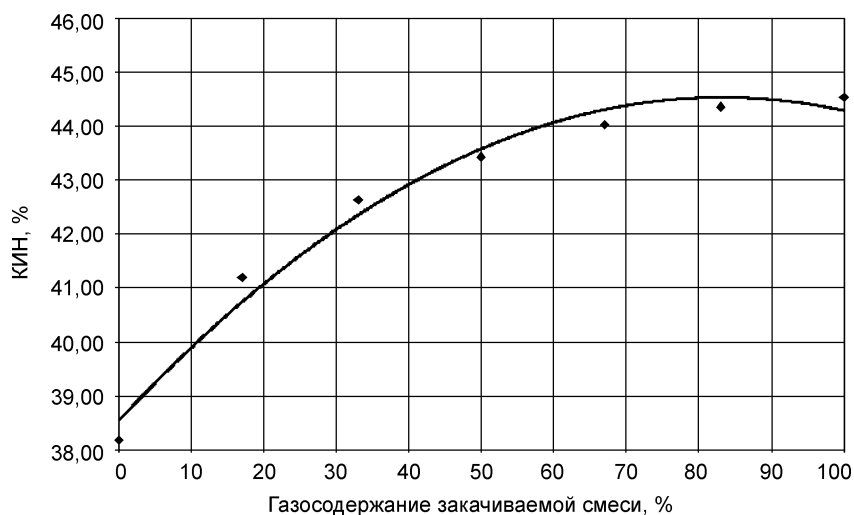


Рис. 100. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси при уменьшении влияния свободного газа

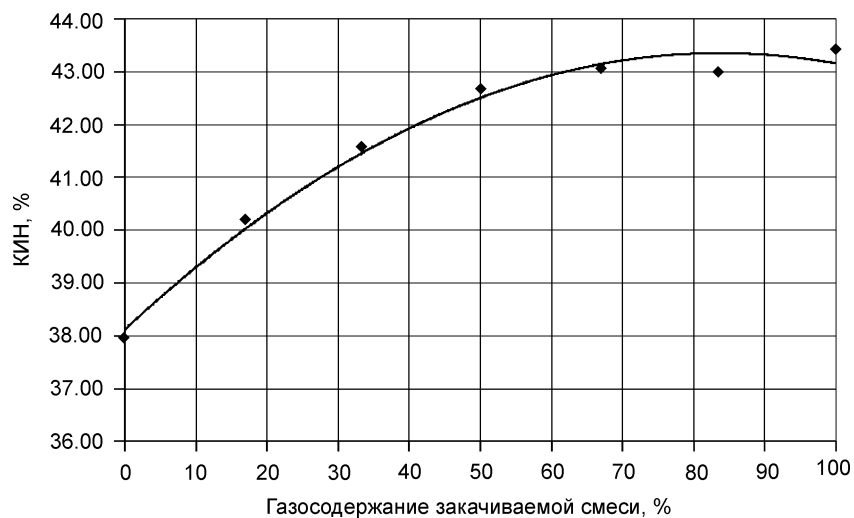


Рис. 101. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси при гравитационно-стабилизированном вытеснении

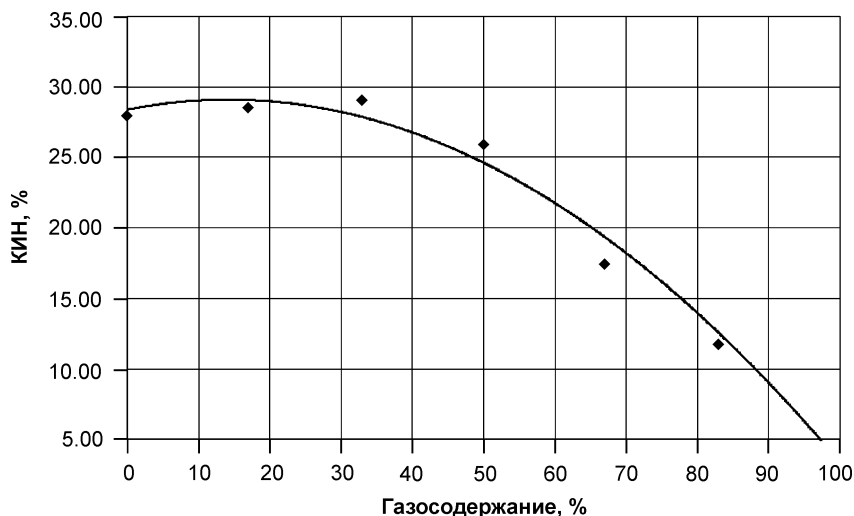


Рис. 102. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от газосодержания закачиваемой смеси с учетом трещиноватости коллектора

Поведение кривой зависимости нефтеотдачи от газосодержания может меняться вследствие более полной реализации вытесняющего потенциала газа, а оптимальное газосодержание сдвинется в область более высоких значений (рис. 102).

Исследование водогазового воздействия на цифровых фильтрационных моделях показало, что область оптимального газосодержания в значительной степени зависит от геолого-физической характеристики пласта и насыщающих его флюидов. При снижении скорости прорыва свободного газа она сместится в область более высоких значений, а с ростом неоднородности коллектора – в область более низких значений.

9.9.5. Технология осуществления водогазового воздействия

Приведенные выше исследования и геолого-промысловые данные о строении месторождения дали нам базу для формулировки основных постулатов применения водогазового воздействия на месторождении Ахваз.

В соответствии со «Slim tube» экспериментами минимальное давление ниже, а коэффициенты вытеснения выше для обогащенного и сухого углеводородных газов. Кроме того использование систем поддержания пластового давления закачкой газа на соседних

месторождениях позволяет судить о доступности требуемого газового агента в регионе. Следовательно, в качестве газовой фазы в реализуемой схеме водогазового воздействия должен использоваться попутный и сухой углеводородный газы.

В отчетах по исследованию смачиваемости пород приводятся сведения о том, что коллектора месторождения Ахваз скорее гидрофобные. Капиллярная пропитка водой практически отсутствует, следовательно можно предположить, что в случае наличия развитой трещиноватости основным механизмом вытеснения нефти из матрицы будет гравитационный дренаж. Таким образом, геолого-физические условия месторождения Ахваз располагают к применению водогазовой смеси с доминирующим содержанием газа.

Высокое содержание газа в закачиваемой смеси потребует решения вопросов, связанных с равномерностью его продвижения по пласту и предотвращения его преждевременного прорыва к забоям добывающих скважин, следовательно должны быть предусмотрены технологии стабилизации движения фронта вытеснения.

Следует также учесть неоднородность коллектора. Развитая трещиноватость преобладает в купольной части пласта и снижается по направлению к флангам. Целесообразным будет расположить нагнетательные скважины в более однородной зоне коллектора во избежание языкообразования и быстрого прорыва закачиваемого флюида на забои добывающих скважин.

Исходя из теоретических предположений, построим ряд фильтрационных моделей для поиска оптимальной схемы:

- а) схема № 1 – работа на естественном режиме (рис. 103);
- б) схема № 2 – поддержание пластового давления заводнением с расположением нагнетательных скважин на фланге (рис. 104);
- в) схема № 3 – поддержание пластового давления нагнетанием газа в купольную часть пласта (рис. 105);
- г) схема № 4 – поддержание пластового давления нагнетанием водогазовой смеси через скважины расположенные на фланге (рис. 106);
- д) схема № 5 – поддержание пластового давления гравитационно-стабилизированным водогазовым воздействием (рис. 107);
- е) схема № 6 – поддержание пластового давления нагнетанием воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через скважину расположенную на фланге (рис. 108);
- ж) схема № 7 – поддержание пластового давления нагнетанием воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через горизонтальные скважины расположенные на фланге (рис. 109).

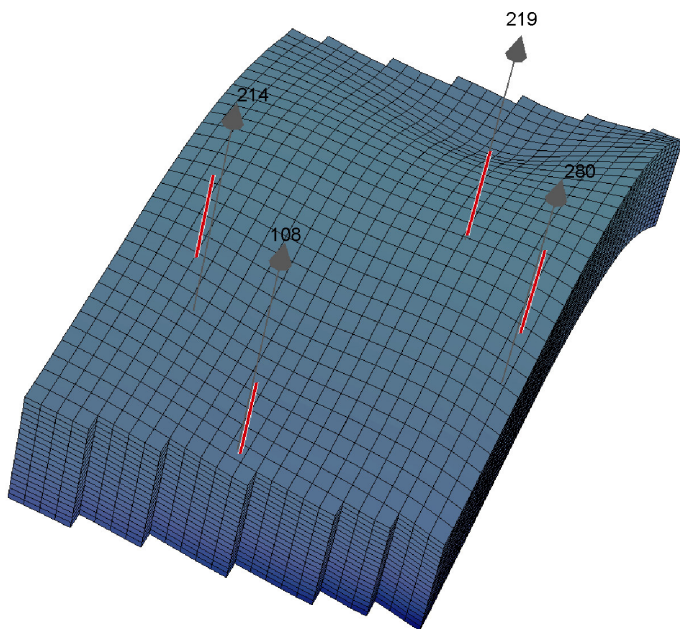


Рис. 103. Расположение скважин при работе на режиме истощения

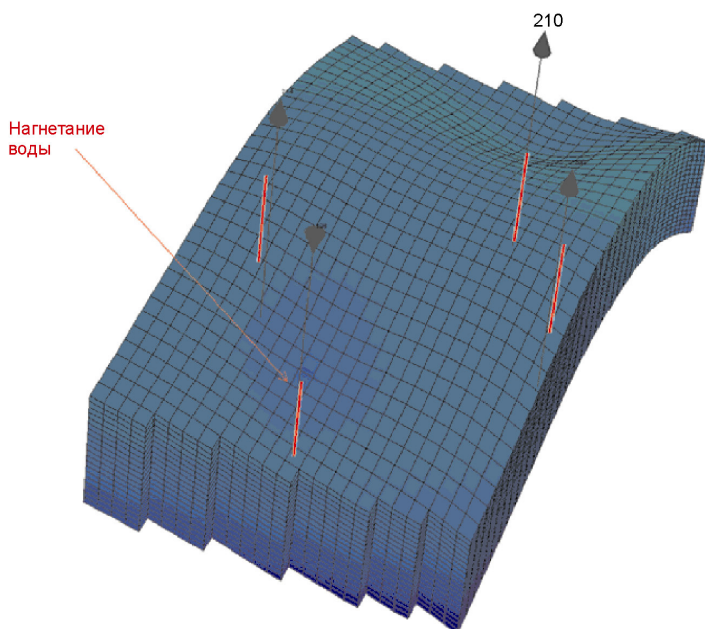


Рис. 104. Расположение скважин при заводнении

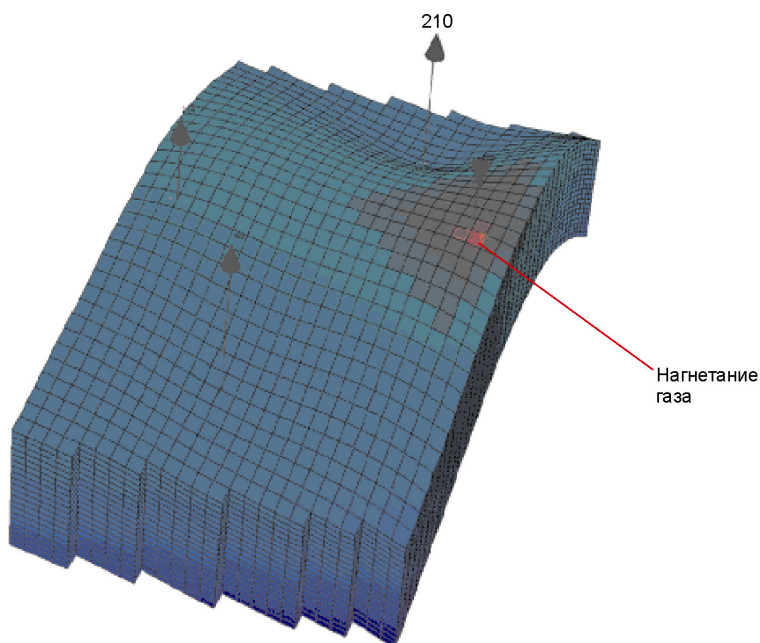


Рис. 105. Расположение скважин при нагнетании газа

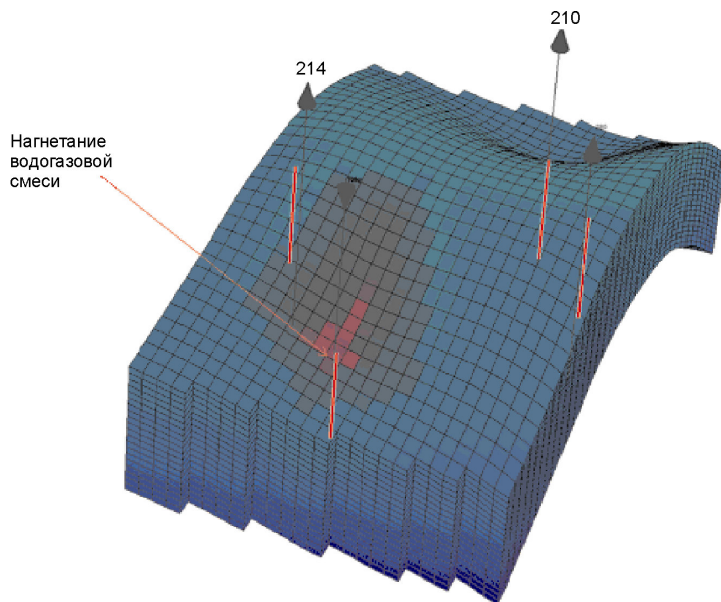


Рис. 106. Расположение скважин при нагнетании водогазовой смеси в скважину расположенную на фланге

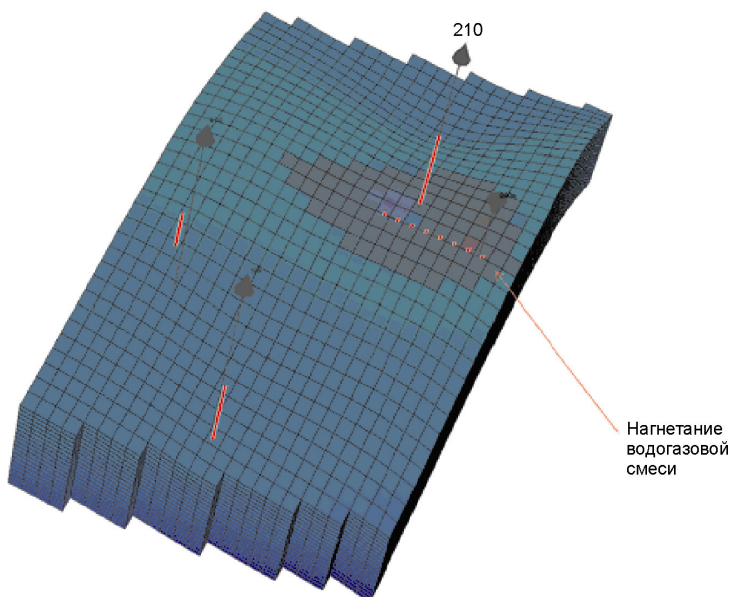


Рис. 107. Расположение скважин при гравитационно-стабилизированном вытеснении водогазовой смесью

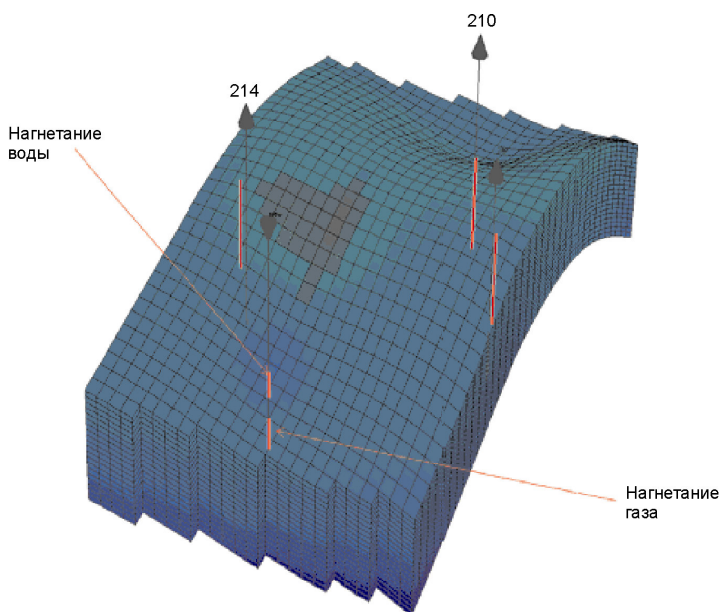


Рис. 108. Расположение скважин при нагнетании воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через скважину расположенную на фланге

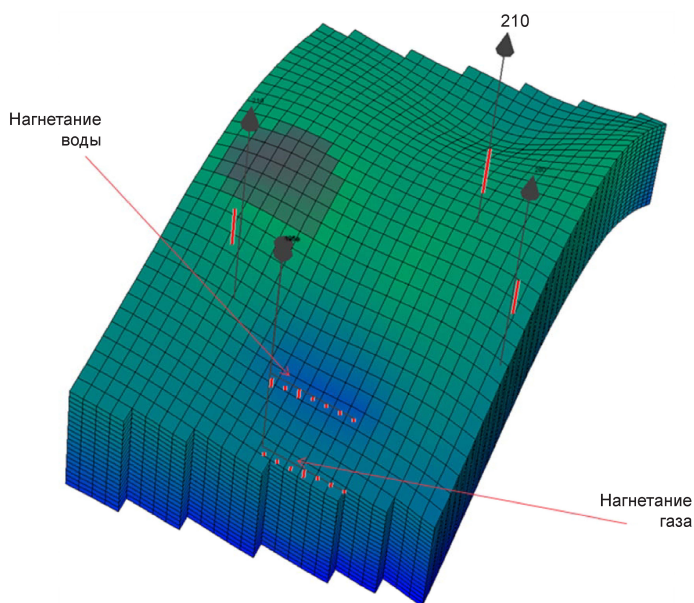


Рис. 109. Расположение скважин при нагнетании воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через горизонтальные скважины расположенные на фланге

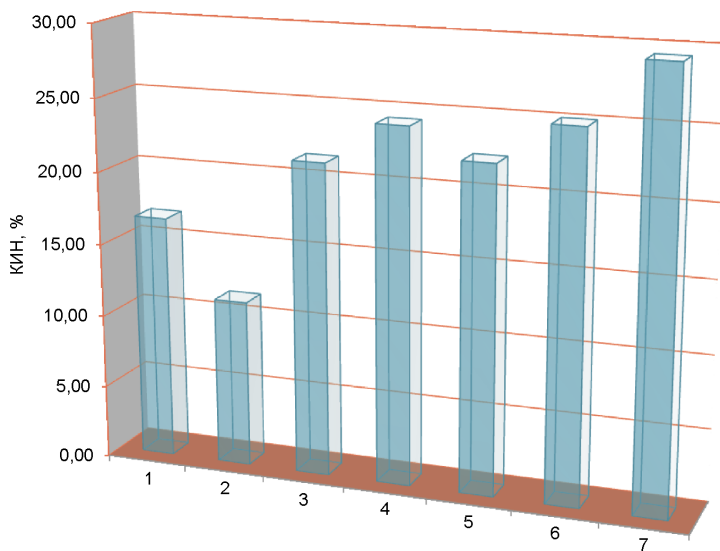


Рис. 110. Коэффициент нефтеизвлечения при различных технологиях воздействия

Результаты моделирования показывают, что наиболее технологически совершенной является схема № 7, позволяющая достичь и наиболее высокого коэффициента нефтеизвлечения (рис. 110).

Зависимость нефтеизвлечения от количества газа в общем объеме вытесняющего агента при нагнетании воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через горизонтальные скважины, расположенные на фланге, представлена на рис. 111. Из нее видно, что максимальные показатели данной схемы реализации водогазового воздействия в пласте Сарвак месторождения Ахваз достигаются при содержании газа 75...85 % от общего нагнетаемого объема агентов воздействия.

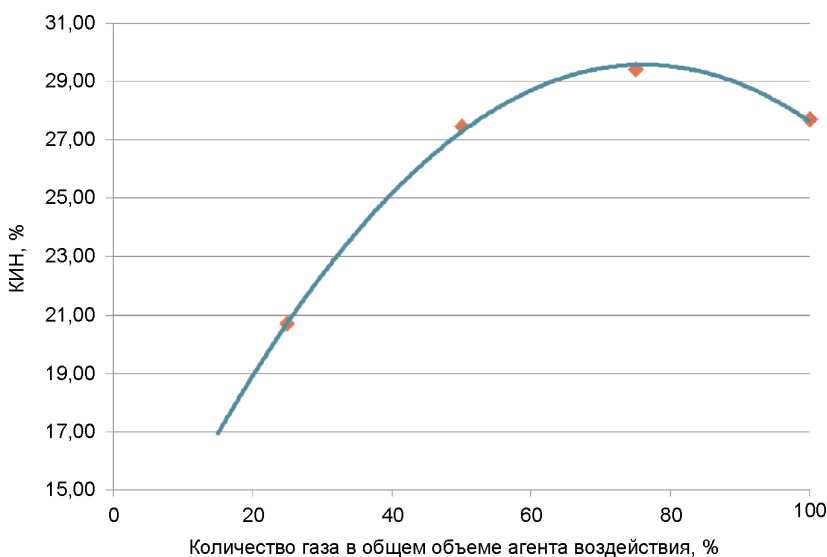


Рис. 111. Зависимость нефтеизвлечения от количества газа в общем объеме вытесняющего агента при нагнетании воды в верхние интервалы пласта, а газа в нижние через горизонтальные скважины, расположенные на фланге

Схемы № 4 и № 6 также показали хорошие результаты и представляют интерес как упрощенные варианты седьмой, что может благоприятно отразиться на экономических показателях внедрения технологий водогазового воздействия.

Перенос интервала перфорации добывающих скважин ближе к подошве пласта также будет способствовать снижению скорости прорыва свободного газа на забой, что позволит эффективнее работать с большими объемами закачиваемого газового агента.

Окончательное решение о применении схемы реализации водогазового воздействия может быть принято только после экономического обоснования всех предложенных вариантов. Например, можно провести графический анализ эффективности проектов, сопоставив коэффициент нефтеизвлечения и чистый дисконтированный доход (рис. 112). Оценка производится путем сравнения с базовым вариантом разработки. Оптимальным можно считать вариант, обладающий максимальным NPV, при превышении КИН некоторого заданного уровня.

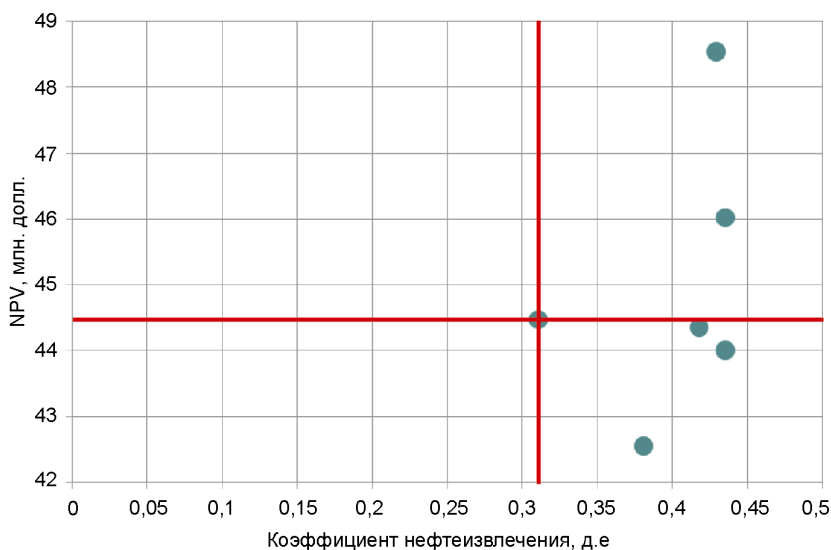


Рис. 112. Графический анализ эффективности проектов

9.9.6. Выводы

Построены цифровые геологическая и фильтрационная модели участка зоны «Г» пласта Сарвак месторождения Ахваз, на фильтрационной модели произведены расчеты водогазового воздействия.

Результаты моделирования сопоставлены с лабораторными экспериментами и достигнута достаточная сходимость, что позволяет говорить об адекватности цифровых экспериментов и их соответствии процессам происходящим в реальных пластах.

Увеличение степени нефтеизвлечения по сравнению с заводнением при водогазовом воздействии достигается следующими факторами:

- снижением вязкости нефти за счет растворения в ней газа;
- дополнительным вытеснением нефти газом из крупных гидрофобных пор и верхних тупиковых зон;
- увеличением коэффициента охвата по сравнению с чистым заводнением за счет безопасной для пласта блокировки каналов чрезмерно высокой проводимости;
- вытеснением нефти газом, при перемещении его в верхнюю часть пласта;
- благоприятными условиями для четочного (эмульгирования) течения фаз нефть-вода.

Исследование водогазового воздействия на цифровых фильтрационных моделях показало, что область оптимального газосодержания в значительной степени зависит от геолого-физической характеристики пласта и насыщающих его флюидов. При снижении скорости прорыва свободного газа оно сместится в область более высоких значений, а с ростом неоднородности коллектора – в область более низких значений

Большую роль в эффективности водогазового воздействия играет выбор схемы расположения скважин. Основными задачами такого выбора является стабилизация фронта вытеснения, понижение мобильности газа в вертикальном направлении и скорости прорыва свободного газа к забоям добывающих скважин.

При неоднородном коллекторе расположение скважин может отличаться от равномерного с учетом выявленной неоднородности.

Рассмотрен ряд схем размещения нагнетательных скважин, позволяющих повысить эффективность реализации водогазового воздействия путем стабилизации фронта вытеснения и предотвращения преждевременного прорыва газа к забоям добывающих скважин.

Перенос интервала перфорации добывающих скважин ближе к подошве пласта также будет способствовать снижению скорости прорыва свободного газа к забоям, что позволит эффективнее работать с большими объемами закачиваемого газового агента.

Окончательное решение о применении схемы реализации водогазового воздействия должно быть принято после экономического обоснования всех предложенных вариантов. Обладая высоким технологическим потенциалом, водогазовое воздействие может оказаться экономически непривлекательным, поэтому каждый проект требует индивидуального подхода.

ГЛАВА 10. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ

Любое предприятие, осуществляющее разработку нефтяного месторождения, производит капитальные и эксплуатационные затраты, продает добываемую продукцию, возвращает средства на замену капитального оборудования путем амортизации его стоимости, платит федеральные и местные налоги, получает и возвращает полученные кредиты. Таким образом, разработка месторождения сопровождается с экономической точки зрения непрерывным движением денежных средств. Это движение в каждый момент времени или за определенный установленный срок характеризуется следующими видами денежных потоков, основными из которых являются: капитальные вложения, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды Российской Федерации. На основе указанных выше денежных потоков определяются экономические показатели: поток наличности, индекс доходности, период окупаемости капитальных вложений, внутренняя норма возврата капитальных вложений. Приведенные выше показатели определяются как в номинальном, так и в дисконтированном виде [82].

Разработка нефтяных месторождений приносит большие выгоды как недропользователю, так и государству – собственнику недр и населению той территории, на которой происходит добыча нефти. Вместе с тем, данный вид деятельности требует больших финансовых затрат, которые несет недропользователь и которые должны окупиться в разумные сроки и принести прибыль. Для того чтобы вести разработку старых месторождений или для освоения новых, и для создания систем транспортировки нефти на рынки необходимы инвестиции [83]. Однако, для того, чтобы инвестировать в некий проект необходимо, чтобы он был инвестиционно привлекательным по сравнению с другими аналогичными проектами. Следовательно, инвестору необходим расчет эффективности проекта, в который он будет вкладывать средства, максимально учитывающий изменяющуюся конъюнктуру рынка, производственные возможности, и прочие риски.

Ниже приводится обоснование и выбор наиболее предпочтительного варианта разработки на примере оценки экономической эффективности трех инвестиционных проектов N-ского нефтяного месторождения.

Для решения указанной задачи в ТатНИПИнефть разработаны алгоритмы для создания программных модулей по геологической оценке, расчету прогнозных технологических показателей разработки, как для новых месторождений, так и для месторождений с длительной историей.

В соответствии с действующим РД 153-39-007-96 [84], Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, нормативными и законодательными документами разработан алгоритм экономической оценки эффективности эксплуатации месторождений, включающий в себя:

- расчет выручки от реализации;
- расчет капитальных и эксплуатационных затрат;
- расчет налоговых отчислений;
- расчет основных показателей эффективности проекта (NPV, IRR, PI и др.).

Сформирован алгоритм проведения анализа чувствительности проекта к изменению исходных факторов и выявления диапазона условий, обеспечивающих его безубыточную реализацию.

На основе созданных алгоритмов разработаны программные модули по геологической, технологической и экономической оценке месторождения. Разработанный программный продукт имеет современный пользовательский интерфейс, обеспечивает удобный ввод данных и просмотр результатов, функционирует под Windows 98/NT/XP. В программе реализованы быстрые алгоритмы счета. Созданная программа протестирована на реальных данных по пяти месторождениям, проведено сопоставление с ручным счетом, получено хорошее соответствие результатов.

В качестве информационной базы для расчета экономической эффективности разработки *N*-ского месторождения были использованы проектные технологические показатели разработки, полученные специалистами ТатНИПИнефть при составлении технологической схемы разработки данного месторождения.

10.1. Основы теории оценки инвестиционных проектов

Существуют различные определения понятия инвестиции. Райзберг Б.А. определяет инвестиции как вложения в основной капитал (основные средства производства), в запасы, резервы, а также в другие экономические объекты и процессы, требующие отвлечения ма-

териальных и денежных средств на продолжительное время [85]. В современном экономическом словаре инвестиции определены как долгосрочные вложения государственного или частного капитала в собственной стране или за рубежом с целью получения дохода в предприятиях разных отраслей, предпринимательские проекты, социально-экономические программы, инновационные проекты [86]. Наиболее простым и вместе с тем емким, по нашему мнению, является определение, данное в [87]: инвестирование есть акт вложения денежных средств (именуемых инвестициями) с целью получения дохода будущем.

В институте ТатНИПИнефть разработана экономико-математическая модель оценки эффективности эксплуатации месторождений разработан в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов» [88], а также с использованием положений руководящего документа (РД 153-39-007-96) «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» по экономической оценке вариантов разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и др. [89–90].

Экономические показатели разработки нефтяного месторождения определяются в соответствии с проектируемыми уровнями технологических показателей. Экономическая оценка выполняется по годам, этапам разработки, а также в целом за проектный срок.

Эффективность проекта оценивается системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев. Для оценки проекта используются следующие основные показатели эффективности:

- дисконтированный поток денежной наличности (NPV);
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR);
- индекс доходности инвестиций (PI);
- период окупаемости капитальных вложений.

Надо сказать, что абсолютно все финансовые методы основаны на принципе дисконтирования. Смысл дисконтирования – привести будущие денежные потоки к настоящему времени [91].

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

В алгоритме экономической оценки предусматривается:

- приведение предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их соразмерности по экономической ценности в начальном периоде (дисконтирование);
- учет рисков, связанных с осуществлением проекта;
- обоснование целесообразности участия в реализации проектов заинтересованных предприятий, банков и др.

10.2. Определение критериев экономической эффективности

Конечной целью экономической оценки эффективности эксплуатации нефтяных месторождений является принятие решения о целесообразности их приобретения или дальнейшей разработки. Данное решение основывается на совокупности критериев экономической эффективности.

Дисконтированный поток денежной наличности NPV – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения – определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=t_p}^T \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-t_p}}, \quad (10.1)$$

где Π_t – прибыль от реализации в t -ом году;

A_t – амортизационные отчисления в t -ом году;

K_t – капитальные вложения в разработку месторождения в t -ом году;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t – текущий год;

T – период расчета;

t_p – расчетный год.

Внутренняя норма возврата капитальных вложений IRR представляет собой то значение нормы дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. капита-

ловложения окупаются. Другими словами, это то значение норматива дисконтирования, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный срок равна нулю:

$$\sum_{t=tp}^T \frac{(P_t - A_t) - K_t}{(1 + IRR)^{t-tp}} = 0. \quad (10.2)$$

Индекс доходности инвестиций PI характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=tp}^T \frac{(P_t + A_t)}{(1 + E_n)^{t-tp}}}{\sum_{t=tp}^T \frac{K_t}{(1 + E_n)^{t-tp}}}. \quad (10.3)$$

Период окупаемости вложенных средств $T_{ок}$ – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Иными словами, это тот период, за пределами которого накопленный NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Период окупаемости может быть определен из равенства:

$$\sum_{t=tp}^{T_{ок}} \frac{(P_t - A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-tp}} = 0. \quad (10.4)$$

Ниже в табл. 15 приведены необходимые значения описанных выше основных показателей экономической эффективности для того, чтобы проект считался приемлемым.

**Значения показателей экономической эффективности
для эффективного проекта**

Показатели экономической эффективности	Значения показателя для экономически эффективного проекта	Ограничения на применение показателя
Дисконтированный поток денежной наличности (NPV)	$NPV > 0$	Поскольку ЧДД определяет абсолютную величину отдачи на инвестиции (чем больше инвестиции, тем больше NPV), то результаты сравнений эффективности инвестиций разных размеров по показателю NPV будут искажены. Поэтому NPV нельзя использовать в качестве единственного показателя экономической эффективности.
Внутренняя норма возврата капитальных вложений	$IRR > E_n$ Проект считается тем более устойчивым, чем больше разница $(IRR - E_n)$	Проект может не иметь показателя IRR , если NPV положителен в течение всего срока реализации проекта, либо иметь несколько IRR . В этих случаях использование критерия IRR становится невозможным.
Индекс доходности инвестиций (PI)	$PI > 1$	Принимать инвестиционные решения только на основе этого показателя нельзя.
Период окупаемости вложенных средств ($T_{ок}$)	$T_{ок} \rightarrow \min$	Принимать инвестиционные решения только на основе этого показателя нельзя.

10.3. Исходные данные для экономической оценки эффективности эксплуатации месторождения

В составе исходной информации, необходимой для выполнения экономической оценки эффективности эксплуатации нефтяного месторождения следует выделить следующие основные блоки:

- геологическая информация (объемы и стоимость проведения геологоразведочных работ по годам);

- технологическая информация (объемы добычи нефти, жидкости, закачки воды в пласт, действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин, объемы бурения по годам);

- информация о приобретении объекта (сроки, условия, стоимость приобретения объекта);

- информация об условиях реализации нефти (цены и доли реализации нефти по рынкам сбыта);

- информация о капитальных и эксплуатационных затратах (нормативы затрат на бурение скважин и обустройство месторождения, условно-переменных и условно-постоянных эксплуатационных затрат на добычу нефти);

- информация о налоговых условиях (перечень и ставки налогов и отчислений в соответствии с действующим законодательством).

По результатам расчетов формируются две выходные формы:

- 1) основные технико-экономические показатели по годам;

- 2) сводные технико-экономические показатели.

Предусмотрено также формирование показателей и критериев экономической оценки за срок рентабельной эксплуатации месторождения, которым считается период с года начала проекта до года, предшествующего тому, в котором дисконтированный поток денежной наличности после завершения процесса бурения впервые приобретает отрицательное значение.

10.4. Учет рисков, связанных с осуществлением проекта

Известны различные риски при осуществлении инвестиционного проекта. Более того, существуют различные классификации этих рисков. Приведем лишь некоторые из них: страновой риск, юридический, социальный, инвестиционный, финансовый, производственный, маркетинговый, экологический и т. д. [92]. Анализ рисков при принятии инвестиционных решений играет существенную роль, когда речь идет о больших капиталовложениях и долгосрочных сроках реализации проектов. С ростом рисков необходимо повышать ставку дисконтирования или требования по внутренней норме доходности. Снижения рисков можно добиться диверсификацией проектов и комбинацией проектов с высокими рисками и чистыми приведенными стоимостями. Компания может пойти на реализацию нескольких высокодоходных и вместе с тем высокорисковых проектов, если хотя бы один из них окажется выгодным. В целом риск фиксируется

с помощью: коррекции ставки дисконтирования с учетом риска, имитационного моделирования, применения анализа чувствительности, построения дерева решений [93, 94]. В ходе анализа чувствительности, применяемого к проекту, происходит последовательное изменение каждой переменной при фиксированном значении прочих факторов и расчет показателей экономической эффективности с учетом нового набора исходных условий.

В качестве параметров, к изменению которых определяется чувствительность проекта, используются: средневзвешенная цена реализации нефти, эксплуатационные расходы, капитальные вложения, объем добычи нефти, сумма разового платежа на покупку объекта.

Кроме того, для каждого из указанных параметров определяются коэффициент эластичности и пороговое (переключающее) значение по критерию NPV. Коэффициент эластичности представляет собой отношение процентного изменения критерия к изменению переменного параметра на 1 % и рассчитывается по формуле:

$$E(NPV) = \frac{\frac{\Delta NPV}{NPV}}{\frac{\Delta P}{P}}, \quad (10.5)$$

где ΔNPV – расчетное изменение значения дисконтированного потока наличности;

ΔP – принятое изменение исследуемого параметра;

NPV, P – базовые значения дисконтированного потока наличности и исследуемого параметра соответственно.

По показателям эластичности выявляются факторы, к изменению которых проект является высокочувствительным.

Пороговое значение переменной – это такое значение, при котором дисконтированный поток денежной наличности проекта приобретает нулевое значение. Переключающие значения параметров рассчитываются в процентах от базовых значений по следующему алгоритму.

1) Определяется значение параметра P_0 , при котором NPV при коэффициенте дисконтирования 0,1 за срок реализации проекта приобретает нулевое значение.

2) Переключающее значение параметра определяется по формуле:

$$P_{\text{пер}} = \frac{P_0}{P} \times 100\%, \quad (10.6)$$

где P_0 – значение параметра, при котором дисконтированный поток наличности за срок реализации проекта приобретает нулевое значение; P – базовое значение параметра.

Если говорить о рисках в инвестиционных проектах на разработку нефтяных месторождений, то на первый план выходит высокая степень неопределенности размеров месторождения, следовательно, запасов нефти месторождения, успешности бурения (то есть вскрытия коллектора при бурении). Это и есть один из главных рисков при разработке месторождений. В [95] авторы предлагают оценить распределение объемов запасов нефти путем имитационного моделирования методом Монте-Карло.

10.5. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор расчетных вариантов разработки проводился с учетом геологического строения пластов, их коллекторских характеристик, режима залежей, состояния и стадии разработки.

Рассмотрим экономическую оценку вариантов разработки на примере одного из мелких месторождений РТ. По состоянию на 1.01.2005 г. месторождение разбурено. Проектный фонд, намеченный предыдущими проектными документами, пробурен, за исключением шести скважин, которые отнесены в резерв. Все запасы нефти месторождения вовлечены в разработку.

Для дальнейшей разработки месторождения предлагаются следующие варианты:

Первый (базовый) вариант предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин, а в основу расчетов положены введенные в активную разработку запасы нефти. Цель данного варианта – оценить эффективность мероприятий, предложенных во втором и третьем вариантах.

Тульско-бобриковский объект участка разрабатывается 60 добывающими и 15 нагнетательными скважинами.

Второй вариант предполагает:

– разделение тульско-бобриковского объекта на два самостоятельных объекта разработки: тульского и бобриковского;

- поддержание пластового давления путем создания комбинированной системы заводнения (на тульском объекте – разрезающих рядов, приконтурного, очагового, на бобриковском объекте – приконтурного, очагового);

- бурение 15 новых скважин, в т.ч. десять добывающих, три нагнетательных и две оценочные, и 21 бокового горизонтального ствола скважины (БГС) и одного бокового ствола скважины (БС) из скважин существующего фонда. Общий пробуренный фонд с учетом ранее пробуренных на месторождении составит 119 скважин. План бурения скважин по годам приведен в табл. 16;

- реликвидацию одной скважины под нагнетание на отложения тульского горизонта;

- перевод под нагнетание десяти скважин на тульский горизонт;

- скважины, эксплуатировавшиеся ранее на тульский и бобриковский объекты совместно, предлагается оборудовать установками для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ);

- по бездействующим скважинам предусмотрено проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) и очистки призабойной зоны (ОПЗ) с целью выравнивания профиля притока и ликвидации заколонных перетоков. После проведенных мероприятий бездействующие скважины вводятся в действующий эксплуатационный фонд.

Третий вариант предусматривает все мероприятия второго варианта, кроме этого, с целью повышения коэффициента нефтеизвлечения и стимуляции работы добывающих и нагнетательных скважин предлагается комплекс физико-химических методов.

Максимальная добыча нефти первого варианта будет достигнута в 2005 г. в размере 44,9 тыс. т, темп от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) при этом составит 1,16 %, за весь срок разработки будет отобрано 1244,6 тыс. т нефти и 4670 тыс. т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения к концу разработки достигнет 0,088 доли ед. Общий пробуренный фонд составит 104 скважины. Проектный срок разработки месторождения составит 72 года.

Максимальная добыча нефти второго варианта будет достигнута в 2021 г. в размере 96,6 тыс. т. Темп от НИЗ при этом составит 2,52 %. Для бурения намечено 15 скважин, в т. ч. добывающих – 12, нагнетательных – три, а также 21 БГС и один БС из скважин существующего фонда. За весь срок разработки с месторождения будет отобрано 3720,9 тыс. т нефти и 14200,7 тыс. т жидкости. Конечный коэффициент нефтеизвлечения по данному варианту составит 0,266 долей ед. Общий пробуренный фонд будет равен 119 скважинам. Проектный срок разработки месторождения составит 84 года.

Максимальная добыча нефти третьего варианта будет достигнута в 2021 г. в размере 98,4 тыс. т. Темп от НИЗ при этом составит 2,55 %. Разработка месторождения предусматривается с применением методов повышения нефтеизвлечения пластов и стимуляции скважин. Количество проектных скважин во втором и третьем вариантах одинаковое. За весь срок разработки из продуктивных отложений будет отобрано 3864 тыс. т нефти и 14200,7 тыс. т жидкости. Коэффициент нефтеизвлечения по данному варианту достигнет 0,274 долей ед. Общий пробуренный фонд составит 119 скважин. Проектный срок разработки месторождения – 84 года.

Таблица 16

Динамика бурения на месторождении

Годы	Тульский		Бобриков- ский доб.	Кынов- ский доб.	Безы- мян. участок доб.	Всего
	доб.	нагн.				
2006						
2007				1 БС		1 БС
2008	2	1			1 оц.	4
2009	1+ 1оц.	1				3
2010		1				1
2011						
2012			2 БГС			2 БГС
2013			3 БГС			3 БГС
2014			3			3
2015			4			4
2016			3 БГС			3 БГС
2017			3 БГС			3 БГС
2018			3 БГС			3 БГС
2019			3 БГС			3 БГС
2020			3 БГС			3 БГС
2021			1 БГС			1 БГС
Всего	4	3	7+21БГС	1 БС	1	15+21БГС+1БС

Сопоставление технологических показателей разработки по вариантам приведено в табл. 17, из которой видно, что самым лучшим по технологическим показателям является третий вариант. Рекомендации для промышленного внедрения можно будет сделать после расчета экономической эффективности по всем вариантам.

Таблица 17

**Сопоставление технологических показателей
вариантов месторождения**

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Плотность сетки скважин, $\cdot 10^4$ м ² /скв.	18,8	16,2	16,2
Проектный уровень добычи нефти, тыс. т	44,9	96,6	98,4
Темп отбора при проектном уровне (от утв. нач. извл. запасов), %	1,16	2,52	2,55
Год выхода на проектный уровень	2005	2021	2021
Накопленная добыча за проектный период, тыс. т:			
нефти	572,7	3049	3
жидкости	3277	12797	12797
Накопленная добыча с нач. разработки, тыс. т:			
нефти	1244,6	3720,9	3192,1
жидкости	4670	14201	14201
Фонд скважин за весь срок разраб., всего, шт.	104	119	119
в т.ч.:			
добывающих	85	95	95
нагнетательных	15	20	20
специальных	4	4	4
Фонд скважин для бурения, всего, шт.,	0	15	15
в т.ч.:			
добывающих	0	10	10
оценочных	0	2	2
нагнетательных	0	3	3
Фонд резервных скважин	0	4	4
Конечный коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,088	0,266	0,274
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	95,5	95,3

10.6. Экономическая оценка вариантов разработки

Основным нормативным документом при технико-экономической оценке эффективности разработки нефтяных месторождений является «Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (РД 153-39-007-96).

Коэффициенты дисконтирования в расчетах приняты равными 10 % и 15 %. Коэффициент инфляции не учитывался.

Сумма выручки от реализации нефти рассчитывается на основе цен и объемов реализации нефти по рынкам сбыта. Объемы реализации нефти по рынкам сбыта определяются исходя из общего объема реализованной нефти и долей реализации нефти по рынкам.

Объем реализации нефти.

Объем реализации нефти на внутреннем рынке, тыс. тонн:

$$R_{vr} = \left(1 - \frac{De}{100}\right) \times Q_n,$$

где De – доля экспорта нефти, %.

$$De = Ddz + Dbz.$$

Объем реализации нефти на внешнем рынке (дальнее зарубежье):

$$R_{dz} = \frac{Ddz}{100} \times Q_n.$$

Объем реализации нефти на внешнем рынке (ближнее зарубежье):

$$R_{bz} = \frac{Dbz}{100} \times Q_n.$$

Выручка от реализации нефти, тыс. руб.:

$$V = V_{vr} + V_{dz} + V_{bz},$$

где V_{vr} – выручка от реализации нефти на внутреннем рынке, тыс. руб.;

V_{dz} – выручка от реализации нефти на внешнем рынке (дальнее зарубежье), тыс. руб.;

V_{bz} – выручка от реализации нефти на внешнем рынке (ближнее зарубежье), тыс. руб.

$$V_{vr} = R_{vr} \times CenaVR,$$

$$V_{dz} = R_{dz} \times CenaDZ \times \$,$$

$$V_{bz} = R_{bz} \times CenaBZ \times \$,$$

$$CenaDZ = (CenaUrals - Skidka) \times bbl.$$

Расчет капитальных вложений.

Капитальные вложения рассчитываются по годам и включают в себя:

- капитальные вложения в бурение скважин;
- капитальные вложения в нефтепромысловое строительство и обустройство;
- капитальные вложения на природоохранные мероприятия;
- капитальные вложения на строительство трубопровода;
- капитальные вложения на приобретение объекта;
- прочие капитальные вложения.

$$KV = KV_{Bur} + KV_{NPS} + KV_{prir} + KV_{truba} + KV_{pokup},$$

где KV_{Bur} – капитальные вложения в бурение скважин;

KV_{NPS} – капитальные вложения в нефтепромысловое строительство и обустройство;

KV_{prir} – капитальные вложения на природоохранные мероприятия;

KV_{truba} – капитальные вложения на строительство трубопровода;

KV_{pokup} – капитальные вложения на приобретение объекта;

KV_{proch} – прочие капитальные вложения.

Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, и общего метража бурения.

Капитальные вложения в бурение скважин, тыс. руб.:

$$KV_{Bur} = S_{Bur} \times Pro_{V}.$$

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства производится в соответствии с объемными технологическими показателями и удельными капитальными затратами на скважину добывающего / нагнетательного фонда.

Капитальные вложения в нефтепромысловое строительство и обустройство, тыс. руб.:

$$KV_NPS = KV_NPS_d + KV_NPS_n,$$

где KV_NPS_d – капитальные вложения в НПС и обустройство добывающих скважин;

KV_NPS_n – капитальные вложения в НПС и обустройство нагнетательных скважин.

Капитальные вложения в НПС и обустройство добывающих скважин, тыс. руб.:

$$KV_NPS_d = V_{vod_d_bur} \times S_NPS_d.$$

Капитальные вложения в НПС и обустройство нагнетательных скважин, тыс. руб.:

$$KV_NPS_n = V_{vod_n_bur} \times S_NPS_n.$$

Капитальные вложения на природоохранные мероприятия исчисляются в процентах от общей суммы капитальных затрат на нефтепромысловое строительство и обустройство.

Капитальные вложения на природоохранные мероприятия, тыс. руб.:

$$KV_prir = \frac{KV_NPS \times N_{prir}}{100}.$$

Капитальные вложения в строительство трубопровода определяются на основе стоимости строительства километра трубопровода и его предполагаемой длины.

Капитальные вложения в строительство трубопровода, тыс. руб.:

$$KV_truba = L_Truba \times S_Truba.$$

Расчет капитальных вложений на приобретение объекта производится исходя из размера разового платежа на покупку объекта, а также прочих затрат, включающих сбор за участие в аукционе, плату за использование геологической информации, стоимость лицензии.

Капитальные вложения на приобретение объекта (только в первый год), тыс. руб.:

$$KV_pokup = S_uch + P_g\ inf + S_l + Z_Pokup + Z_vykup ,$$

где Z_vykup – затраты на выкуп основных фондов.

Затраты на выкуп основных фондов вводятся пользователем или определяются по формуле:

$$Z_vykup = K_probur \times N_SOF \times 1000 .$$

Прочие капитальные вложения возникают при необходимости строительства прочих объектов капитального назначения и определяются на основе данных, введенных пользователем.

Расчет эксплуатационных затрат.

Ввиду отсутствия подробной фактической информации, эксплуатационные затраты определяются укрупнено без выделения затрат по элементам сметы и статьям калькуляции.

Расчет эксплуатационных затрат на добычу и реализацию нефти производится в соответствии с удельными нормативами затрат и объемными технологическими показателями в следующем разрезе:

- условно-переменные затраты на добычу нефти;
- условно-постоянные затраты на добычу нефти (без амортизационных отчислений);
- амортизационные отчисления;
- затраты на выбытие скважин;
- коммерческие расходы при экспорте нефти;
- затраты на транспортировку нефти железнодорожным или автотранспортом;
- затраты на геологоразведочные работы.

$$Ze = Ze_pe + Ze_po + A + Z_vyb + Z_komm + Z_tr + Z_grr ,$$

где Ze_pe – условно-переменные эксплуатационные затраты на добычу нефти;

Ze_{po} – условно-постоянные эксплуатационные затраты на добычу нефти;

A – амортизационные отчисления;

Ze_{yub} – затраты на выбытие скважин;

Z_{komm} – коммерческие расходы при экспорте нефти;

Z_{tr} – затраты на транспортировку нефти (железной дорогой или автотранспортом);

Z_{grr} – затраты на геологоразведочные работы.

Условно-переменные затраты на добычу нефти включают в себя затраты на электроэнергию по извлечению нефти, затраты на сбор и транспорт и технологическую подготовку нефти без постоянной части, а также затраты на закачку воды в пласт. Сумма условно-переменных затрат определяется произведением норматива затрат на объем добываемой жидкости.

Условно-переменные затраты (включая затраты на закачку), тыс. руб.:

$$Ze_{pe} = Q_j \times N_{Zpe}.$$

Сумма условно-постоянных затрат (без амортизационных отчислений) определяется произведением норматива затрат на величину действующего фонда добывающих скважин.

Условно-постоянные затраты, тыс. руб.:

$$Ze_{po} = Nd \times N_{Zpo}.$$

При расчете амортизационных отчислений используется линейный метод начисления амортизации. Амортизационные отчисления рассчитываются исходя из балансовой стоимости основных фондов и норм амортизации.

Стоимость амортизируемого имущества определяется суммой капитальных вложений за вычетом суммы разового платежа на покупку объекта.

Норма амортизационных отчислений определяется исходя из нормативного срока службы основных фондов.

Амортизационные отчисления, тыс. руб.:

$$A = \sum_{k=0}^{L_{of}-1} S_{(t-k)} \times \frac{NAmo}{100},$$

где t – текущий год расчета; S – стоимость амортизируемого имущества, тыс. руб.; k – вспомогательный коэффициент;

$$NAmo = \frac{100}{L_{of}} - \text{норма амортизационных отчислений, \%}.$$

Стоимость амортизируемого имущества, тыс. руб.:

$$S_t = KV - Z_pokup.$$

Затраты на выбытие скважин рассчитываются исходя из количества добывающих скважин и стоимости выбытия одной скважины.

Затраты на выбытие скважин, тыс. руб.:

$$Ze_vyb = K_Vyb \times S_Vyb.$$

Сумма коммерческих расходов при экспорте нефти определяется произведением норматива указанных расходов и объема экспортируемой нефти.

Коммерческие расходы при экспорте нефти, тыс. руб.:

$$Z_komm = (R_dz \times N_komm_dz + R_bz \times N_komm_bz) \times \$.$$

Расходы на транспортировку нефти железнодорожным или автотранспортом рассчитываются в случае их необходимости в указанный пользователем период с учетом объема перевозимой нефти, дальности перевозок и норматива расходов в расчете на тонно-км.

Расходы на транспортировку нефти, тыс. руб.:
железной дорогой

$$Z_tr = L_PerRR \times Qn \times S_PerRR,$$

или автоцистернами

$$Z_tr = L_PerA \times Qn \times S_PerA.$$

Затраты на геологоразведочные работы складываются из суммы указанных затрат по направлениям:

- сейсморазведочные работы 2D;
- сейсморазведочные работы 3D;

- переработка, переинтерпретация геологической информации;
- поисково-разведочное бурение;
- тематические работы.

Расчет суммы геологоразведочных работ по каждому из направлений производится на основе объема планируемых работ (с учетом минимально необходимого их уровня в соответствии с лицензионными условиями) и норматива стоимости данного вида работ.

Расчет налогов и отчислений.

Расчет суммы налогов и отчислений производится в соответствии с действующей налоговой системой.

Перечень налогов представлен в табл. 18.

Налог на добавленную стоимость, тыс. руб.:

$$NDS = V_{vr} - \frac{V_{vr}}{1 + \frac{S_{nds}}{100}}.$$

Экспортная пошлина, тыс. руб.:

$$EP = (R_{dz} + R_{bz}) \times S_{ep} \times \$.$$

Налог на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.:

$$\text{2005–2006 гг. } NDPI = S_{ndpi}(\text{руб./м}) \times Q_n \times K_{ndpi}^1,$$

$$\text{с 2007 г. } NDPI = Vch \times \frac{S_{ndpi}(\%)}{100} \times K_{ndpi}^1.$$

где Vch – чистая выручка от реализации нефти, тыс. руб.

$$Vch = V - NDS - EP - Z_{komm}.$$

¹ K_{ndpi} принимает введенное пользователем значение лишь в том случае, если номер года входит в указанный пользователем период применения понижающего коэффициента к ставке НДПИ. В противном случае $K_{ndpi} = 1$.

Информация о налогах и отчислениях, рассчитываемых при проведении экономической оценки

Наименование	Ставка	База начисления
<u>Налоги, включаемые в цену</u>		
НДС	18 %	Обороты по реализации продукции на территории РФ
Вывозная таможенная пошлина	При цене марки Urals \$/барр.: до 15 – 0 \$/м; от 15-20 – (Urals\$/барр. * 7,3–109,5) ** 35 %; от 20-25 – 12,78 \$/м + (Urals\$/барр. ** 7,3–46) * 45 %; от 25 – 29,2 \$/м + (Urals\$/барр. * 7,3–182,5) * 65 %.	Объем реализации нефти на экспорт
<u>Налоги, включаемые в производственные расходы</u>		
Налог на добычу полезных ископаемых	До 2007 г. Базовая ставка – 419 руб./т Коэффициент к базовой ставке $K_{и} = \frac{(Urals\$ / \text{барр.} - 9) \times \text{Курс\$}}{261}$ С 2007 г. 16,5 %	До 2007 г. Объем добычи нефти С 2007 г. Чистая выручка от реализации продукции
Плата за землю	Норматив на скважину действующего добывающего фонда	Действующий фонд добывающих скважин
Единый социальный налог	26 %	Фонд оплаты труда
Налог на имущество	2,2 %	Среднегодовая остаточная стоимость имущества, находящегося на балансе предприятия
<u>Налог на прибыль</u>	24 %	Налогооблагаемая прибыль

Плата за землю, тыс. руб.:

$$Pzem = Nd \times S_pzem .$$

Единый социальный налог, тыс. руб.:

$$ESN = Nd \times N_FOT \times 12 \times \frac{S_esn}{100} .$$

Налог на имущество, тыс. руб.:

$$NI = S_OF_o \times \frac{S_ni}{100} ,$$

где S_OF_o – остаточная стоимость основных фондов, тыс. руб.

$$S_OF_{ot} = S_OF_{ot-1} + KV - KV_pokup - A_{of} ,$$

где S_OF_{ot-1} – остаточная стоимость основных фондов в году, предшествующем расчетному; A_{of} – амортизационные отчисления по основным фондам.

Остаточная стоимость основных фондов на начало реализации проекта, тыс. руб.:

$$S_OF_n = K_probur \times N_SOF \times 1000 .$$

Амортизационные отчисления по основным фондам, тыс. руб.:

$$A_{of} = \sum_{k=0}^{L_{of}-1} S_{of(t-k)} \times \frac{NAmo}{100} ,$$

где S_{of} – стоимость основных фондов для расчета амортизации.

$$S_{of} = KV - KV_pokup .$$

Налог на прибыль, тыс. руб.:

$$\text{Если } Pr < 0, \text{ то } NP = 0 ;$$

$$\text{если } Pr \geq 0, \text{ то } NP = Pr \times \frac{S_np}{100} ,$$

где Pr – прибыль от реализации.

Расчет прибыли.

Прибыль от реализации, тыс. руб.:

$$Pr = V - NDS - Z ,$$

где Z – производственные расходы на добычу и реализацию нефти.

$$Z = Ze + NDPI + Pzem + ESN + NI .$$

Чистая прибыль, тыс. руб.

Чистая прибыль в текущих ценах:

$$Pch = Pr - NP - Z_bonus^2 .$$

Чистая прибыль дисконтированная:

$$Pch_d = \frac{Pch_t}{(1 + d)^{(t-t_n)}} ,$$

где d – ставка дисконта, доли ед., t_n – первый расчетный год.

Результаты экономической оценки

Поток наличности в текущих ценах, тыс. руб.:

$$NPV = Pch + A - (KV - Z_Pokup)$$

Поток наличности дисконтированный, тыс. руб.:

с коэффициентом дисконтирования $d1$

$$NPV_{d1} = \frac{NPV_t}{(1 + d1)^{(t-t_n)}} ,$$

с коэффициентом дисконтирования $d2$

$$NPV_{d2} = \frac{NPV_t}{(1 + d2)^{(t-t_n)}} .$$

² Z_bonus принимает ненулевое значение в случае, если выполняется указанное пользователем условие.

Интегрированный поток наличности, тыс. руб.:

$$INPV_t = \sum_{i=t_n}^t NPV_i .$$

Дисконтированный интегрированный поток наличности, тыс. руб.:
с коэффициентом дисконтирования $d1$

$$INPV_{d1_t} = \sum_{i=t_n}^t NPV_{d1_i}$$

с коэффициентом дисконтирования $d2$

$$INPV_{d2_t} = \sum_{i=t_n}^t NPV_{d2_i}$$

Доход государства от реализации проекта

$$Nal = NDS + NI + NP + ESN + NDPI + EP$$

Дисконтированный доход государства от реализации проекта:
с коэффициентом дисконтирования $d1$

$$Nal_{d1} = \frac{Nal_t}{(1 + d1)^{(t-t_n)}},$$

с коэффициентом дисконтирования $d2$

$$Nal_{d2} = \frac{Nal_t}{(1 + d2)^{(t-t_n)}} .$$

Внутренняя норма возврата капитальных вложений, % (IRR)

$$\sum_{t=t_n}^{t_k} \frac{NPV_t}{(1 + IRR)^{(t-t_n)}} = 0 ,$$

где t_k – последний год расчета.

Индекс доходности инвестиций (PI)

$$PI = \frac{\sum_{t=tn}^{TK} \frac{Pch_t + A_t}{(1+d)^{(t-tn)}}}{\sum_{t=tn}^{TK} \frac{KV_t}{(1+d)^{(t-tn)}}}.$$

Срок окупаемости капитальных вложений, лет ($T_{ок}$):

$$\sum_{t=tn}^{T_{ок}} \frac{NPV_t}{(1+d)^{(t-tn)}}.$$

10.7. Условия реализации нефти

При реализации нефти на внутреннем рынке цена принята равной 4237 руб. за тонну (с НДС), при реализации на внешнем рынке – 271,9 долларов США за тонну на ближнее зарубежье, 307,1 долларов США за тонну на дальнее зарубежье. Цена нефти сорта Urals составила 45,2 доллара США за баррель. Доля нефти, реализуемой на внешнем рынке, принята равной 45,2 % на дальнее зарубежье, 12,5 % на ближнее зарубежье. Транспортные расходы при экспорте нефти составляют 18,1 доллар США на тонну для дальнего зарубежья, 10,9 долларов США на тонну – для ближнего зарубежья. При переводе долларов в рублевый эквивалент использовался обменный курс равный 29 руб./долл.

Цена реализации попутного газа – 1620 руб./тыс. м³.

10.8. Оценка инвестиций и производственных расходов

Производственные расходы рассчитывались в соответствии с главой 25 Налогового Кодекса РФ.

Расчет инвестиций в разработку месторождения проводился по отдельным направлениям, включающим в себя затраты на бурение скважин, оборудование, нефтепромысловое строительство и природоохранные мероприятия. Кроме того, определена потребность в дополнительном оборудовании, не входящем в сметы строек. В ОАО «Татнефть» эти затраты рассчитываются нормативно от величины ежегодных амортизационных отчислений. Для данного расчета принят норматив 10 %.

Инвестиции на бурение скважин определялись исходя из средневзвешенной стоимости (с НДС) 1 м проходки наклонно-направленной скважины, проведенной к объекту, которая составила 6397 руб./м.

Инвестиции на нефтепромысловое строительство и обустройство были рассчитаны по нормативам, разработанным проектной частью института «ТатНИПИнефть» в ценах 1991 г. с применением коэффициента удорожания. В расчетах предусмотрены затраты на природоохранные мероприятия в объеме 10 % от затрат на нефтепромысловое строительство.

В расчетах учтены инвестиции на оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ).

Производственные расходы на добычу нефти включают в себя расходы, связанные с производством и реализацией, налоги и отчисления.

Затраты на зарезку боковых и боковых горизонтальных стволов заложены на основе средних данных.

Амортизационные отчисления определены по нормам амортизации: для скважин – 6,7 %, для прочего оборудования – 8,2 %.

В расчетах предусмотрены затраты на страхование проекта в размере 1 % от выручки от реализации нефти.

При расчете производственных расходов предусмотрены затраты на проведение методов увеличения нефтеотдачи (МУН):

ПАВ – 600 тыс. руб./скв.-оп.; ПАА – 209 тыс.руб./скв.-оп.;

СПС – 6634,9 тыс. руб./скв.-оп.; гидрофобная эмульсия – 200 тыс.руб./скв.-оп.;

КПАС – 110,8 тыс. руб./скв.-оп.; ВУС – 205,7 тыс. руб./скв.-оп.;

гипан+цемент – 371 тыс. руб./скв.-оп.

Кроме того, в расчетах учтены затраты на перевод добывающих скважин под нагнетание, на перевод скважин на другие горизонты, на ввод скважин из бездействия и затраты на ликвидацию скважин.

10.9. Налоговая система

Экономическая оценка разработки месторождения выполнена в условиях Налогового Кодекса.

При расчете экономических показателей были учтены следующие виды налогов и платежей:

- налог на добавленную стоимость исчисляется от цены нефти и составляет 18 %;

- налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов;
- налог на прибыль исчисляется от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов, и составляет 24 %.

Налоги и платежи, учитываемые в составе производственных расходов:

От фонда оплаты труда исчисляется единый социальный налог в размере 26 %.

Плата за землю представлена как удельная величина в расчете на одну добывающую скважину действующего фонда.

Налог на добычу полезных ископаемых.

В период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2006 г. налоговая база налога на добычу полезных ископаемых при добыче нефти определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении. Налоговая ставка при добыче нефти составляет 419 руб./т. При этом указанная налоговая ставка корректируется коэффициентом $K_{ц}$, характеризующим динамику мировых цен на нефть.

Данный коэффициент определяется налогоплательщиком самостоятельно по формуле:

$$K_{ц} = (Ц - 9) \cdot P / 261,$$

где $Ц$ – средний за налоговый период (налоговым периодом признается квартал) уровень цен сорта нефти Urals в долларах США за баррель (в расчетах – 329,8 долл. США/т);

P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, установленного Центральным банком РФ (в расчетах – 29 долл. США/руб.).

Величина единого налога на добычу полезных ископаемых исчисляется как произведение соответствующей налоговой ставки, исчисленной с учетом коэффициента $K_{ц}$, и объема реализации нефти. С 1 января 2007 г. налогообложение производится по налоговой ставке 16,5 % от выручки от реализации нефти без налога на добавленную стоимость, уменьшенной на сумму расходов на оплату таможенных пошлин и транспортных расходов (ст. 1). Согласно ст. 4 данного Закона, величина таможенной пошлины, которая рассчитывается в зависимости от цены нефти, равна 125 долл. США/т. Исходные данные для расчета экономических показателей разработки месторождения представлены в табл. 19.

**Исходные данные для расчета экономических показателей месторождения
средневзвешенные и приведенные к рассматриваемому объекту**

Показатели	Значения
ЦЕНА РЕАЛИЗАЦИИ	
Нефти на внутреннем рынке, руб./т	4237
Нефти на внешнем рынке	
– страны СНГ, долл. США/т	272
– дальнее зарубежье, долл. США/барр.	42.5
– Urals, долл.США/барр.	45.2
Попутного газа, руб./тыс. м ³	1620.0
ПЛАТЕЖИ И НАЛОГИ	
– НДС при реализации нефти и газа, %	18
– экспортная пошлина, \$/т	125,0
– на имущество, %	2,2
– на прибыль, %	24
– налог на добычу полезных ископаемых:	
с 2004-2006 гг. , руб./т	1684
с 2007 г., %	16,5
– единый социальный налог, %	26
– плата за землю, тыс. руб./доб. скв.	13,3
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ	
Стоимость 1 м проходки наклонно-направленных скважин, руб./м	6397
Оборуд. для нефтедобычи, не вход. в сметы, тыс. руб./скв. доб.	856,7
Оборудование для прочих организаций, %	
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс. руб./скв. доб.	758,5
ППД, тыс. руб./скв. нагн.	2067,5
Электроснабжение и связь, тыс. руб./скв. доб.	269,9
КИП и АТ, «-»	213,5
Автодорожное строительство, «-»	130,8
Промводоснабжение	270,8
Прочие, %	2,0
Оборудование для ОРЭ, млн. руб./скв.	2,87
Природоохранные мероприятия, % от НПС	10
Норматив на обновление ОПФ, % от амортиз. отчисл.	10
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РАСХОДЫ	
– обслуж. нефт. добыв. скв.(с общепром. затр.), тыс. руб./скв.-год	1129,4
– обслуж. нагнет. скв., тыс .руб./скв.-год	330,3
– технологическая подготовка нефти, руб./т. жидк.	7,5

Показатели	Значения
– сбор и транспорт нефти, руб./т. жидк.	4,2
– произв. газа, руб./тыс.м ³ газа.	583,1
– стоимость 1 кВт-часа электроэнергии, руб.	0,5
– стоимость 1 кВт договорной мощности, тыс. руб.	0,7
– удельный норматив на содержание сетей, тыс. руб./скв.-год	5,9
– стоимость капитал. ремонта доб. скв., тыс. руб./скв.	123,7
– стоимость капитал. ремонта нагнет. скв., тыс. руб./скв.	157,3
– затраты на перевод доб. скв. под закачку, тыс. руб./скв	677,8
– затраты на возврат скв. на др. гориз., тыс. руб./скв	806,1
– стоимость воды, руб./м ³	0,063
– затраты на страхование проекта, % от выручки	1
Стоимость реззки БГС:	
– тыс. руб./скв.	1560,4
– руб./м	14740,0
Стоимость реззки БС:	
– тыс. руб./скв.	1556,5
– руб./м	13786,0
Затраты на проведение МУН, тыс. руб./скв.-оп.	
– ПАВ	600
– ПАА	209
– гидрофобная эмульсия	200
– СПС	635
– КПАС	111
– ВУС	206
– гипан+цемент	371
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ	
Норма амортизационных отчислений на реновацию, %:	
– скважин	6,7
– прочих осн. фондов	8,2
Удельный расход на механизированную добычу:	
– эл. энергии при добыче нефти, кВт-ч/т. жидк.	9,1
– договорной мощности при добыче нефти, кВт/тыс. т жидк.	3,0
– эл.энергии на закачку воды в пласт, кВт-ч/м ³	6,1
Затраты на ликвидацию скважин, тыс. руб./скв.	855,4
Удельная численность ППП на 1 доб. нефт. скв. дейст. фонда, чел.	1,95
Среднемесячная зарплата 1 человека ППП, тыс. руб.	6,3
Доля нефти, направляемая на экспорт, %	57,7
в т.ч.: – страны СНГ	12,5

Показатели	Значения
– дальнее зарубежье	45,2
Коммерческие (транспорт.) расходы при экспорте нефти, долл/т	
– страны СНГ	10,9
– дальнее зарубежье	18,1
Норматив привед. разнорем. затрат – 1, доли ед.	0,10
Норматив привед. разнорем. затрат – 2, доли ед.	0,15
Курс доллара США, руб./долл.	29

Источниками финансирования капитальных вложений являются чистая прибыль предприятия и амортизационные отчисления.

По представленным технологическим вариантам планируется за весь период эксплуатации добыть: по первому варианту – 572,7 тыс. т нефти, по второму варианту – 3049,0 тыс. т нефти, по третьему варианту – 3192,1 тыс. т нефти. Капитальные вложения по первому варианту составят 12,6 млн руб. (на обновление основных производственных фондов), по второму и третьему вариантам – 216,5 млн руб.

Варианты второй и третий имеют положительные финансовые показатели. Окончание рентабельного срока разработки происходит по второму варианту в 2049 году, по третьему варианту – в 2053 г. Наилучшим является третий вариант.

Дисконтированный поток наличности (NPI) при коэффициенте дисконтирования 10 % за весь период разработки по третьему варианту равен 660,0 млн руб., в том числе за рентабельный срок – 661,2 млн руб.

Дисконтированная чистая прибыль от реализации в целом за период разработки при коэффициенте дисконтирования 10 % равна 666,0 млн руб., за рентабельный срок – 667,2 млн руб. Денежные поступления в бюджеты разных уровней составят 10917,7 млн руб., за рентабельный срок – 9791,6 млн руб. Инвестиции окупаются в течение четырех лет. Индекс доходности инвестиций – 5,3 долей ед. Внутренняя норма рентабельности проекта 55,8 %. Основные технико-экономические показатели разработки вариантов представлены в табл. 20.

**Сравнение основных технико-экономических показателей
вариантов разработки**

Наименование показателя	Варианты		
	1	2	3
Последний год эксплуатации	2072	2084	2084
Последний год рентабельной эксплуатации	2011	2049	2053
Добыча нефти, тыс. т	572,7	3049,0	3192,1
в т. ч. за рентабельный срок	201,6	2646,3	2840,6
Добыча газа, млн м ³	2,2	8,4	8,8
Эксплуатационное бурение, тыс. м	0	18,8	18,8
Капитальные вложения, млн руб.	12,6	216,5	216,5
Выручка от реализации, млн руб.	3900,0	20758,0	21732,2
Производственные расходы, млн руб.	5594,5	16881,5	17388,5
Чистая прибыль дисконтированная, млн руб.			
– при $K_d=0,1$	–150,3	567,4	666,0
в т. ч. за рентабельный срок	25,9	569,2	667,2
– при $K_d=0,15$	–60,2	314,5	392,7
Поток наличности дисконтированный (NPI), млн. руб.			
– при $K_d=0,1$	–83,5	561,4	660,0
в т.ч. за рентабельный срок	71,7	563,2	661,2
– при $K_d=0,15$	–3,7	295,3	373,5
Поступления в бюджет, млн руб.	1919,1	10404,4	10917,7
в т.ч. за рентабельный срок	689,1	9112,5	9791,6
Индекс доходности инвестиций (PI), доли ед.	–	4,6	5,3
Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), доли ед.	–	38,6	55,8
Срок окупаемости капитальных вложений, лет	не окуп.	6	4

10.10. Анализ чувствительности

На рис. 113 представлена чувствительность дисконтированного потока наличности (NPI) проекта в зависимости от изменения цены реализации нефти, капитальных вложений, эксплуатационных затрат и объема добычи нефти. Она отражает индивидуальное изменение влияющих факторов в диапазоне от – 50 % до + 50 %.

Наибольшее влияние на показатель потока наличности оказывает изменение объема добычи нефти и цены реализации нефти. Ана-

лиз чувствительности показывает, что поток наличности принимает отрицательные значения при снижении цены реализации нефти более чем на 20 %, а объема добычи нефти – более чем на 30 %. При таких условиях инвестиции не окупаются.

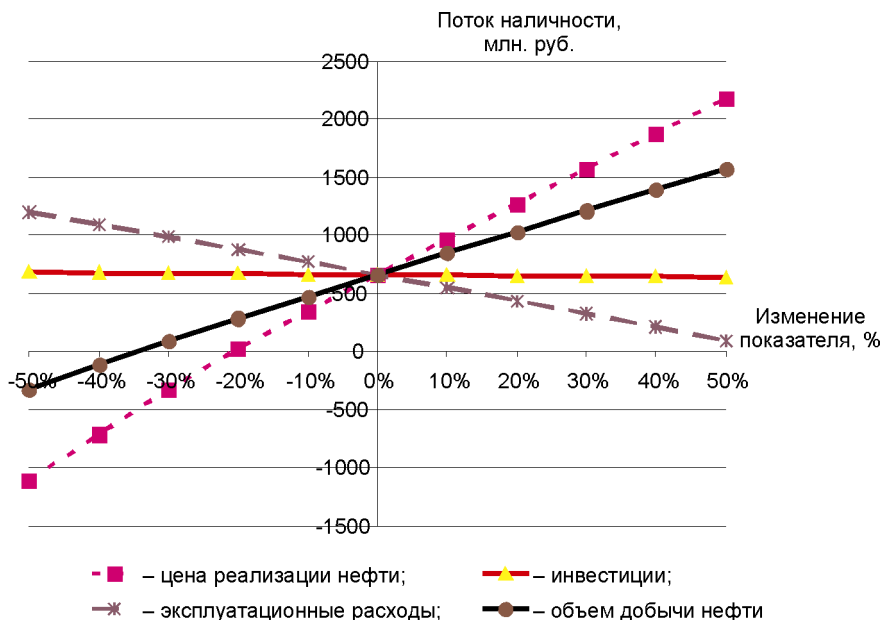


Рис. 113. Анализ чувствительности потока наличности проекта к изменению ряда технико-экономических показателей

ГЛАВА 11. ПРОБЛЕМЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В данной главе будет представлено описание основных проблем, с которыми приходится сталкиваться при моделировании не только нам, но, и думается, всем организациям которые им занимаются. Эти проблемы носят организационный характер, методический и чисто технический. Наиболее просто разрешимыми являются технические проблемы, поскольку уровень развития программ моделирования настолько высок, что позволяет моделировать чрезвычайно сложные объекты и процессы (хотя иногда косвенным путем). Наиболее сложными являются организационные проблемы, суть которых заключается в невозможности получить необходимую информацию в случае отсутствия исследований или ее утери, или заведомого искажения.

Обсуждение возникающих проблем начнем с геологического моделирования. При геологическом моделировании необходимо иметь наиболее полную информацию о строении пластов, которая поступает, как правило, из последнего подсчета запасов. В случае если подсчет запасов производился вручную (без модели), то зачастую структура пласта представлена в базах данных границами пластов коллекторов, а не стратиграфическими и реперными границами пластов. В таких случаях, до начала моделирования нужно производить отбивку требуемых границ по каротажным кривым с наполнением базы данных. Почти всегда объективно существует временной интервал между предыдущим подсчетом запасов и созданием модели. В силу этого, имеется определенное число скважин, не учтенных в предыдущем подсчете. По этим скважинам интерпретация ГИС проводилась в разные годы, по разным методикам и как следствие, по этим скважинам наблюдается частичное (в нефтеносной части) и полное (в водоносной) отсутствие геолого-геофизических параметров пластов, хотя группа пород определена всегда.

Встречаются также разные базы данных с различной индексацией пластов, с разными критериями выделения коллекторов. Решение данной проблемы зависит от цели моделирования. Если моделирование производится для подсчета запасов, то необходимо пересмотреть интерпретацию ГИС по новым скважинам, согласно той же методике интерпретации, какая была использована в предыдущем подсчете запасов, привести индексацию к единой. Если целью является создание модели для проектирования, анализа разработки или для мониторинга, то на наш взгляд, допустимо пополнить базы данных

средневзвешенными параметрами по данному пласту и данной группе пород, с упорядочиванием индексации.

Иногда модель создается после проведенной переинтерпретации материалов ГИС, до проведения подсчета запасов. Бывали случаи, когда переинтерпретация выполнялась исключительно автоматизированным способом. Имеются случаи переинтерпретации, выполненные без участия специалистов-геофизиков, исключительно с применением программного комплекса. По данным переинтерпретации скважин часто бывает неясность трактовки таких характеристик насыщения как: вода+нефть; нефть+вода; вода+нефть вероятность притока с нефтью; нефть+вода вероятность притока с водой; нефть возможно, неясно; нефть слабо. В этих случаях необходимо геологу вручную пересмотреть каротажные материалы и принять экспертное решение.

Часто возникают проблемы при бурении скважин-дублеров. После ликвидации скважины пробуривают новый ствол и называют его именем старой скважины, а старой присваивают номер с литерой. При обновлении модели возникает путаница с инклинометрией, с ГГД. Необходим контроль данных инклинометрии так как единицы измерения зенитного угла могут быть в градусах и долях единицы. В таких случаях мы контролируем качество инклинометрии с помощью расчета удлинения. У техников, набивающих данные по инклинометрии установлена программа расчета удлинения для непосредственного контроля при набивке. Если инклинометрия поступила со стороны, то контроль осуществляется моделистом не автоматизировано, а вручную по каждой ошибочной скважине путем сравнения с подлинником каждого пикета измерения. Существующий замер кривизны бывает короче интервала моделирования. Для таких скважин необходимо проводить экстраполяцию инклинометрии, т.к. в пакете Igar RMS компании Роксар они автоматически выкидываются из модели. В ТатНИПИнефть существуют автоматизированные программы, которые позволяют воспроизвести траекторию скважины ниже данных по инклинометрии. Иногда нужен ручной контроль.

Любые исходные данные (каждый тип) содержат много ошибок, которые невозможно отфильтровать автоматически и которые выявляются вручную в процессе построения модели. Это самый трудоемкий и продолжительный этап по времени. Заранее нельзя рассчитать время на выполнение этого этапа, так как он требует запроса данных из фондов и НГДУ и зависит от количества скважин объекта

и от качества исходных данных. Этот этап является еще и самым сложным и приравнивается к экспертной оценке исходных данных геофизики, промысловой геологии, что требует разносторонней и высококвалифицированной подготовки специалистов. Однако, игнорирование этого этапа ведет к тому, что построенная модель не соответствует исходным данным и не пригодна к использованию.

Выполнение структурных построений – Это самый важный этап построения геологической модели, так как при обнаружении ошибок необходимо перестроение всей модели сначала. Основная проблема – это пересечение сеток в межскважинном пространстве. На этом этапе выявляется значительная часть ошибок в каталоге ГГД (абсолютные отметки кровель и подошв пластов).

а) При работе со структурными сетками, оцифрованными с подсчетных планов, обнаруживается пересечение их между собой и выявляются области с геологически необоснованным увеличением толщин.

б) Топооснова для построения подсчетного плана взята ошибочно с другого горизонта. Пример: карта по кровле коллектора подольского горизонта построена с использованием топоосновы на кровлю башкирского яруса. Возникла проблема – невозможно добиться однозначности формы залежи на подсчетном плане и в модели.

в) Подсчетные планы кровли коллекторов, представляющих единый объект разработки построены исключительно в области залежей, не совпадающих в плане. Законтурная область структурными построениями не охвачена.

г) При увязке подсчетных планов со скважинами внешний контур залежи не замыкается. Решение – редактирование, добавление фиктивных точек, перепостроение структурных сеток и так до тех пор, пока не замкнется контур.

д) При построении структурных сеток возникают проблемы со скважинами-дублерами, попадающими в одну ячейку, но имеющие резко отличающиеся абсолютные отметки, геолого-геофизические параметры.

Немало вопросов возникает при оценке запасов. Основная проблема – несоответствие нефтенасыщенных толщин в скважинах по модели и по картам толщин. Основные причины несоответствий следующие.

Если залежь разбурена одной или несколькими скважинами, расположенными не в сводовой части, то при подсчете запасов происходит увеличение нефтенасыщенной толщины в куполе залежи.

Это объясняется тем, что при подсчете запасов берется максимальная вскрытая нефтенасыщенная толщина по скважине. А в модели – максимальная толщина будет в куполе залежи, которая всегда больше максимальной вскрытой по подсчету запасов. Это приводит к увеличению нефтенасыщенного объема и к увеличению запасов даже в несколько раз.

В подсчете запасов при определении нефтенасыщенных толщин учитывается уровень ВНК по каждой скважине, а в модели берется средний по залежи уровень ВНК.

Прейдем к рассмотрению проблем гидродинамического моделирования. Наиболее значимой информацией является информация по добыче нефти и жидкости, поскольку именно к этим данным производится адаптация по истории разработки. При моделировании можно изменять практически любые параметры, но данные по эксплуатации должны быть неизменны. Особенно большая опасность тогда, когда имеется видимость полного благополучия этих данных. Имеется электронная база данных по добыче, которая является корпоративным стандартом, по этой базе данных много лет подряд ведется отчетность. В этом случае инженер не может даже подумать о возможной недостоверности данных. Нужно принять за аксиому, что даже самая выверенная база данных содержит ошибки и погрешности измерений и все нужно подвергать сомнению. Например, погрешность учета добычи нефти вносится тем, что за всю многолетнюю историю разработки измерение дебита жидкости производилось не на скважине, а на блоке гребенке, а затем «раскидывалось» по скважинам. Обводненность замерялась путем отбора проб, значение которых в течение короткого промежутка времени может довольно сильно отличаться. В таких случаях, если возникают сомнения в достоверности учета добычи, инженер должен обратиться к первоисточнику данных, а именно, к «шахматке» промысла в электронном или бумажном виде. Часто приходится сталкиваться с ситуацией резкого изменения дебита скважины в несколько раз, без смены системы разработки. В таком случае нужно обратиться к базе данных по проведенным мероприятиям. Возможно, было проведено приобщение нового пласта, которое не отражено в базе данных по перфорации, или обработка призабойной зоны, повлекшая за собой увеличение продуктивности и т.д. Все эти и аналогичные мероприятия нужно смоделировать. Как правило, для мероприятий проведенных в давние годы отсутствует электронная база данных по мероприятиям, тогда нужно обратиться к бумажным делам скважин. Ес-

ли же ни один источник данных не может объяснить скачек дебита, тогда при моделировании нужно задавать на добычу ограничение снизу в виде минимально допустимого давления. Еще более сложно обстоит дело с учетом закачки воды в разные годы. Это могло быть списание объемов закачки на определенную скважину, либо заколонные перетоки. При моделировании нужно учитывать не полную закачку, а только технологическую или производительную. Учитывая то, что база данных о производительной закачке не ведется, инженер должен задавать на закачку ограничение сверху в виде максимально допустимого давления.

Бывают банальные ошибки в данных. Например, в базе данных имеются данные по добыче, но нет данных по перфорации, неизвестно из какого пласта идет добыча. В таких случаях нужно поднимать дела скважин и заносить информацию в модель и в базу данных. Например, в базах по добыче, перфорации и координатам одна и та же скважина встречается под разными именами (пропущена литера в имени скважины). Хотя такие ошибки выявляются перед началом моделирования при увязке разнородной информации, тем не менее, могут быть пропущены в случае повторной перфорации под другим именем скважины. Например, скважина стоит на ВНК, обводняется в модели, а по фактическим данным обводнения не происходит. После уточнения координат скважин и инклинометрии выяснилось, что скважина находится на небольшом удалении от ВНК в нефтяной зоне пласта. Исправив координаты скважины, удалось получить характер обводнения в модели аналогичный фактическому. Бывает обратная ситуация: скважина находится в чисто нефтяной зоне, но из скважины идет вода. Это либо проблема учета, либо заколонные перетоки.

Наибольшее число проблем может возникнуть при моделировании насыщенности и задании ВНК. Большой ошибкой является задание поля нефтенасыщенности путем интерполяции по данным интерпретации ГИС. Во-первых, интерполяция не учитывает характер распределения насыщенности (по куполам), во-вторых, скважины бурились в разные годы и некоторые из них уже затронуты разработкой, что исказит поле начальной насыщенности. В этих случаях нужно выбрать только те скважины, которые были пробурены до активной разработки данного участка. Это кропотливая ручная работа. Когда выбраны скважины для интерполяции нужно вносить в модель контура ВНК, задавать на них нулевые значения насыщенности и интерполировать с их учетом.

Отдельный вопрос – это моделирование залежи состоящей из одной или нескольких скважин. По нашему мнению такое моделирование не имеет смысла, в силу нехватки информации. Нам пришлось создавать модель месторождения, состоящего из одной скважины. На месторождении был произведен подсчет запасов, принят уровень ВНК по нижним дырам перфорации, так как скважиной вскрыт не был. При моделировании разработки заложены данные подсчета запасов. При моделировании истории разработки скважина сразу обводнялась (ввиду близости ВНК), а по факту добывалась чистая нефть. Как видно мы имеем дело с нехваткой данных для моделирования. Конечно, можно опустить уровень ВНК в модели, уменьшить поровый объем, чтобы сохранить запасы нефти, но смоделировать время наступления обводнения все равно не получится ввиду его отсутствия. Поэтому говорить о достоверности прогноза на такой модели не приходится.

Часто встречается такая проблема: при воспроизведении истории разработки обводнение скважины происходит в модели раньше, чем по факту. Сдвиг левой критической точки вправо не дает результатов. Кроме того, производить данный сдвиг произвольно также нельзя. Нужно его производить в пределах исходных данных, поскольку изменятся запасы. Была пересмотрена корреляция пластов, и выяснилось, что в один пласт были объединены разные пласты (хотя по ГСР лежат в зоне одного пласта) и на обводнение влияет нагнетательная скважина соседнего пласта. Это яркий пример влияния корректности построения геологической модели на гидродинамические расчеты. Необходимо пересмотреть корреляцию пластов и перестроить геологическую модель. Такие ошибки могут выявляться на любом этапе адаптации модели, даже когда основной этап адаптации пройден, приходится возвращаться к началу. Поэтому каждый шаг адаптации должен быть запротоколирован, для его воспроизведения. Если обводнение в модели наступает позже, чем по факту, то это может быть также проблемой корреляции, либо в пласте присутствуют барьеры, не вскрытые скважинами. Тогда нужно их внести в модель при наличии обоснования.

Нам не встречались месторождения, представленные однородными коллекторами. Как правило, встречаются высокопродуктивные песчаники, малопродуктивные коллектора и высокопродуктивные глинистые коллектора. Для моделирования таких объектов нужно задавать различные функции ОФП для разных типов пород, учитывая разницу в коэффициентах вытеснения. Такая информация

бывает в наличии нечасто. Нужно проводить дополнительные исследования и учитывать их результаты при моделировании.

Возникают сложности адаптации модели при добыче нефти одной скважиной из нескольких объектов с различными свойствами коллекторов (поровый, трещинный), нефтей, с различной системой разработки при вскрытии этих объектов единым фильтром. В этом случае не производится отдельный учет добычи из объектов, невозможно рационально управлять разработкой и моделировать.

Чисто технической проблемой является проблема тонких ячеек. Например, в модели соседствуют ячейки с толщинами, отличающимися на порядок. Симулятор испытывает затруднения при моделировании таких ситуаций. Нарушается сходимость методов, происходит измельчение временных шагов, которое также не всегда приводит к успеху, а время счета увеличивается в несколько раз. Как правило, в таком соседстве нет необходимости, поскольку эта ситуация возникает искусственно на границах объекта, или коллекторов. В разных симуляторах есть ключевые слова позволяющие обнулить поровый объем ячейки, если он меньше заданного инженером или толщина ячейки меньше заданной.

При маленьком интервале перфорации, небольшом размере ячейки по вертикали и большом размере ячейки по латерали, возможно попадание указанного интервала перфорации в искомую ячейку, или частичное их пересечение, что также приводит к занижению перфорированной толщины. Данный эффект происходит в результате различия в вертикальном и горизонтальном масштабах, то есть при сильном огрублении сетки. Для ликвидации этой ошибки можно указывать перфорацию не в глубинах, а привязать к ячейки с указанием ее работающей толщины.

При воспроизведении истории разработки нам встречались необъяснимые на первый взгляд ситуации. Предположим, что мы строим модель с заданием граничных условий на скважинах с годовым шагом. Вывод результатов моделирования осуществляем также с годовым шагом. При анализе качества адаптации по графикам дебитов жидкости и забойным давлениям видно, что расчет ведется точно по дебитам жидкости, а забойные давления остаются выше минимально допустимых. Однако, анализ накопленной добычи жидкости показывает, что ее модельные значения существенно меньше фактических. Первым предположением было то, что существует ошибка в визуализации результатов моделирования. Более детальный анализ показал, что не на каждом шаге моделирования в каче-

стве граничных условий были приняты дебиты жидкости. Модель переходила на режим заданных забойных давлений, который не был нами замечен в силу выдачи результатов с шагом задания исходных данных. Такое явление может наблюдаться в особенности при падающей добыче. Для исключения данной проблемы необходимо выводить каждый шаг моделирования по дебитам, либо работать в режиме заданных накопленных показателей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для успешного извлечения запасов, как крупных нефтяных месторождений, так и месторождений высоковязкой нефти необходимо было создать комплексную систему управления выработкой этих запасов, с учетом длительной истории разработки большого числа скважин и всей накопившейся информации. В последние годы появились новые технологии увеличения нефтеизвлечения пластов, основанные на использовании физико-химических методов, гидроразрыва пластов, горизонтального бурения. Использование данных технологий применительно к каждому конкретному случаю должно быть оправдано с точек зрения максимального извлечения нефти и экономической целесообразности. Следовательно, перед использованием каждой технологии должен быть проведен всесторонний геолого-технологический анализ разработки, многокритериальная оценка применимости определенной технологии для данных геолого-физических условий.

Моделирование разработки нефтяных месторождений, которому посвящена данная книга, является достаточно мощным инструментом, который позволяет инженеру разработчику прогнозировать все основные показатели разработки месторождения, с учетом сложности геологического строения пластов.

В ОАО «Татнефть» созданы технологии и компьютерные программы автоматизированного построения и адаптации модели, позволяющие не только ускорить создание модели, но и повысить ее качество, а, следовательно, достоверность прогнозных расчетов добычи нефти. Реализованы увязка результатов моделирования со всей геолого-промысловой информацией, система отбраковки некачественной информации на различных этапах моделирования. Информационной основой для создания моделей является распределенный банк данных по месторождениям Татарстана, в котором реализованы архивация данных, адресный доступ к информации, гибкие инструменты получения отчетов.

Вместе с тем, моделирование – это творческий процесс, который сочетает в себе знания из различных научных дисциплин, опыт и интуицию геолога и разработчика, нефтяника. В процессе построения модели специалист не только вкладывает туда свои знания, но и получает обратно улучшенное понимание, как геологии, так и процессов происходящих в пласте. Модель помогает специалисту фор-

мализовать свои интуитивные представления, получить подтверждение или опровержение своих представлений. Наиболее сильной стороной моделирования является способность просчитать эффект от применения различных технологий, методов и систем разработки месторождения. Все это возможно только при наличии качественной информации, закладываемой в модель, ее полноте.

ЛИТЕРАТУРА

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153–39.0–047–00: утв. Минтопэнерго Рос. Федерации. – М., 2000. – 130 с.
2. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 408 с.
3. *Кричлоу Г.Б.* Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
4. *Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В.* Новый инструмент для геологов Татнефти // Нефть Татарстана. – 1998. – № 1. – С. 115–117.
5. *Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Ахметзянов Р.Р., Насыбуллин А.В.* Моделирование нефтяных месторождений на АРМ геолога «ЛАЗУРИТ»// Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе: Тезисы докл. науч.-практич. конф. – Альметьевск, 1996 – С. 32 – 33.
6. *Диков В.И., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В. и др.* Разработка методических подходов к 3D моделированию площадей Ромашкинского месторождения с применением средств Stratamodel и Desktop-VIP // Нефть Татарстана. – 2000. – № 1. – С. 51–54.
7. *Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Диков В.И., Насыбуллин А.В. и др.* Создание постоянно действующих моделей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений республики Татарстан на основе АРМ ЛАЗУРИТ и пакета программ фирмы Landmark// Нефть. хоз-во. – 1998. – № 7. – С. 63–67.
8. Landmark Graphics Corporation, VIP-CORE, USER GUIDE, Version 4.0. – 5.1–5.32 pp.
9. *Закс Л.* Статистическое оценивание. – М.: Статистика, 1976. – 597 с.
10. Landmark Graphics Corporation, VIP-CORE, USER GUIDE, Version 4.0. – 22.10–22.14 pp.
11. *Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С.* Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: Недра, 2004. – 292 с.
12. *Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В.* Информационные технологии в разработке нефтяных месторождений// Нефть и жизнь. – 2004. – № 4. – С. 48–49.
13. *Лысенко В.Д.* Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра–Бизнесцентр, 2000. – 516 с.
14. *Нурисламов Н.Б., Сеночкин П.Д., Хусаинов В.М., Гумаров Н.Ф., Орлов Г.А., Хамидуллина А.Н., Лифантьев А.В., Насыбуллин А.В.* Прогнозирование местоположения невыработанных участков на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения// Нефть. хоз-во. – 2003. – № 3. – С. 49–50.
15. *Диков В.И., Насыбуллин А.В., Разживин Д.А. и др.* Состояние разработки и перспективы внедрения 3D геолого-технологических моделей площадей Ромашкинского месторождения// Георесурсы. – 2001. – № 4. – С. 10–11.
16. *Хусаинов В.М., Диков В.И., Насыбуллин А.В. и др.* Проблемы построения и адаптации постоянно действующей геолого–гидродинамической модели на примере блока 3 Павловской площади Ромашкинского нефтяного месторождения// Георесурсы. – 2001. – № 4. – С. 24–27.

17. Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Диков В.И. и др. Особенности 3D моделирования Чишминской площади Ромашкинского месторождения// Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: – Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 167–173.

18. Разживин Д.А., Ложинова Т.Г., Фазлыева А.Р. и др. Особенности 3D моделирования Ташляирской площади Ромашкинского месторождения// Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: – Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 178–186.

19. Методические указания, по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Минэнерго РФ. 2001.

20. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И. Программный комплекс Inner Gaze – инструмент для визуализации и анализа 3D моделей// Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: – Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 187–191.

21. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И. Опытная и промышленная эксплуатация 3D моделей на основе программного комплекса Inner Gaze// Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: – Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2000. – С. 192–196.

22. Насыбуллин А.В., Петухов А.Г., Абдулмазитов Р.Г. и др. Технология построения геолого-технологических моделей нефтяных месторождений Татарстана// Нефтяное Хозяйство. – 2003. – № 8. – С. 75–79.

23. Девис Дж. С. Статистический анализ в геологии. – М.: Недра, 1990. – 319 с.

24. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Наука, 1976. – 278 с.

25. Пугачев В.С. Теория вероятности и математическая статистика. – М.: Наука, 1979. – 495 с.

26. Копытов А.В. Определение извлекаемых запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах при разработке их на истощение// Нефтяное хоз-во. – 1970. – № 11. – С. 32–34.

27. Токарев М.А. Изучение геологического строения и подсчет запасов нефти и газа// Учебное пособие. – Уфа, 1980 – 96 с.

28. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н. и др. Подземная гидравлика// Учебник для ВУЗов – М.: Недра, 1986. – 303 с.

29. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1974. – 200 с.

30. Голф–Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

31. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984. – 211 с.

32. Максимов М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 534 с.

33. Шаймуратов Р.В. Гидродинамика нефтяного трещиноватого пласта. – М.: Недра, 1980. – 223 с.

34. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М.: Недра, – 1966. – 283 с.

35. Кузнецов А.М., Ковалев А.Г., Сальников Д.И. и др. Влияние анизотропии напряженного состояния на фильтрационные характеристики пород-коллекторов // Нефт. хоз-во. – 1997. – № 7. – С. 44–45.

36. Ибатуллин Р.Р. Создание методов увеличения нефтеотдачи пластов с целью их применения на поздней стадии разработки месторождений заводнением (на примере нефтяных месторождений Татарстана): Автореф. дис. докт. техн. наук. – М., 1995. – 50 с.

37. Coats K.N., Thomas L.K., Pierson R.G. Compositional and Black Oil Reservoir Simulation // SPE Monograph. – 1996. – 29111.

38. Пат. РФ № 2209952. Класс Е 21 В 43/20 Способ разработки нефтяной залежи / Г.Ф. Кандаурова, Р.Г. Абдулмизитов, Р.С. Хисамов, Р.С. Нурмухаметов, А.В. Насыбуллин; Заявл. 03.10.2002, опубл. 10.08.2003. Бюл. изобретений. – № 22. – 4 с.

39. Пат. РФ № 2204703. Класс Е21 В 43/22, 43/27 Способ разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа / И.Г. Юсупов, Р.Г. Абдулмизитов, Р.С. Хисамов, Г.Ф. Кандаурова, А.В. Насыбуллин; Заявл. 27.04.2000, опубл. 20.05.2003. Бюл. изобретений. – № 14. – 8 с.

40. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003.

41. Телков А.П., Стелянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – Москва: Недра, 1965.

42. Смехов Е.М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газ. – Ленинград: Недра, 1974.

43. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидро-разрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.

44. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта // Итоги науки и техники. Механика деформируемого твердого тела. – М.: ВИНТИ, 1989. – Т. 20. – С. 84–188.

45. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 1991. – Т. 23. – С. 73–153.

46. Gidley J.L., Holditch S.A., Nierode D.E., Veatch R.W. Recent advances in hydraulic fracturing. – Monograph Series. SPE of AIME. Richardson.–TX, 1989. – Vol. 12.

47. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999. – 213 с.

48. Settari A., Ito Y., Jha K.N. Coupling of a fracture mechanics model and a thermal reservoir simulator for tar sands // J. Canad. Petrol. Technol. – 1992. – Vol. 31. – № 9. – p. 20–27.

49. Settari A., Puchir P.J., Bachman R.C. Partially decoupled modeling of hydraulic fracturing processes // SPE Prod. Eng. – 1990. – Vol. 5. – № 1. – P. 37–44.

50. Settari A., Bachman R.C., Hovern K.A., Paulsen S.G. Productivity of fractured gas-condensate wells: a case study of the Smorbukk field // SPE Res. Eng. – 1996. – Vol. 11. – № 4. – P. 236–244.

51. *Nghiem L.X.* Modeling infinite-conductivity vertical fractures with source and sink terms // Soc. Petrol. Eng. Journal. – 1983. – Vol. 23. – № 4. – P. 633–644.
52. *Nghiem L.X., Forsyth P.A.Jr., Behie A.* A fully implicit hydraulic fracture model // J. Petrol. Technol.–1984.–Vol. 36.– № 6.–p. 1191–1198.
53. *Peaceman D.W.* Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation // Soc. Petrol. Eng. Journal. – 1978. – Vol. 18. – № 3. – P. 183–194.
54. *В.Г. Салимов, С.В. Салимова.* Эксплуатация нефтяных скважин на режиме гравитационного разделения нефти и воды. Тезисы докладов V межвузовской научно-методической конференции «Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона», г. Уфа, 2000 г., С. 28–29.
55. *Кошечков А.А., Тарасов А.Г.* О коэффициенте вытеснения нефти повышенной вязкости горячей водой / РНТС. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976, – № 8 С. 43–45.
56. *Мартос В.Н.* Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей. М., ВНИИОЭНГ, 1982. Обз. Информ. Сер. «Нефтепромысловое дело».
57. *Butler R.M.* The Potential for Horizontal Wells for Petroleum Production // Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 28, May–June 1989.
58. *Bulter R.M.* Steam Assisted Gravity Drainage – Concept, Development, Performance and Future // Journal of Canadian Petroleum Technology. vol.33, No.2, February 1994/
59. *Isaacs, E.E., Cyr, T., His, C, and Singh, S.* Recovery methods for heavy oil and bitumen in the 21st century: presented at the 7th UNITAR International Conference on Heavy Oil and Tar Sands, Beijing, China. 1998/
60. *Kamath V.A., Hatzignatiou D.G.* Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir // SPE paper 26075 presented at the Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, U.S.A., 26–28 May 1993.
61. *Huberto A. Mendoza, JoseJ. Finol, Butler Roger M.* SAGD, Pilot Test in Venezuela // SPE paper 53687 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering onference held in Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.
62. *Ракутин Ю.В., Волков Ю.В., Янгуразова З.А.* Особенности и перспективы разработки месторождений природных битумов // Всесоюз. конф. по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей: Сб. науч. тр.– Казань, 1992. – С. 31–34.
63. *Янгуразова З.А., Юсупова Т.Г., Багаутдинова Е.М.* Состояние опытно-промышленной разработки месторождений природных битумов // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Междунар. симп. 12 – 16 окт. 1992 г. – С-Петербург, 1992. – С. 37–42.
64. *Волков Ю.В., Ракутин Ю.В., Янгуразова З.А., Галеев Р.Г.* Перспективы создания битумодобывающих комплексов с первичной промысловой переработкой сырья // Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка): Сб. научн. тр. Междунар. конф. 4– 8 окт. 1994 г. – Казань, 1994, – С. 1064–1077.
65. *Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М.* Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1988. – 422с.

66. *Антониади Д.Г.* Научные основы разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: Недра 1995.

67. *Сургучев, М.М.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов/ М.М. Сургучев. – М: Недра, 1985. – С. 87–88, 165–167.

68. *Милешина, А.Г.* Изменение нефтей при фильтрации через породы/ А.Г. Милешина [и др.]. – М.: Недра, 1983. С. 21–23.

69. Крючков, В. И. Применение водогазовых систем на основе нефтяного газа для увеличения нефтеизвлечения: дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: 25.00.17 / Крючков Владимир Иванович – Бугульма, 2002.

70. Wettability adsorption characteristics of crude-oil asphaltene and polar fractions. Crocker M.E., Marchin L.M., J. Petrol technol.–1988. – № 4. – 40, 470–474 p.

71. *Сургучев, М.Л.* Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин. – М.: Недра, 1991. – 26 с.

72. *Гусев С.В.* Эффективность методов повышения нефтеизвлечения на месторождениях Западной Сибири. // Нефт. хоз-во. – 1990. – № 2. – С. 10–12.

73. *Ващуркин А.И., Гусев С.В., Ложкин Г.В.* Испытание технологий водогазового воздействия на Самотлорском месторождении / Обзор информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – М: ВНИИОЭНГ. – 1989. – Вып. 3– С. 33–35.

74. О механизме комбинированного вытеснения нефти водой и газом/ Островский Ю.М. //Тр./УкрНИИПНД. 1973. – Вып. 11–12. – С.40–43.

75. *Степанова, Г.С.* Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты [Текст] / Г.С. Степанова. – М.: Газоил пресс, 2006. – 200 с.

76. Извлечение нефти из низкопроницаемых коллекторов с помощью газовых методов/Г.Н. Пияков, П.П. Яковлев, О.И. Буторин, Г.С. Степанова // Нефт. хоз-во. – 1991. – № 3.

77. *Жданов С.А., Кулапин А.Я. и др.* Подбор технологий реализации методов увеличения нефтеизвлечения. //Нефт. хоз-во. – 1990. – №10. – С.46–48.

78. *Skjæveland S.M., Kleppe J.* SPOR Monograph. // Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 1992, 335 p.

79. *Хлебников В.Н., Антонов С.В.* Экспериментальное обоснование водогазового и термогазового воздействия на запасы нефти в гидрофобных карбонатных коллекторах // Интервал. – 2007. – № 2 (97). – С. 32–34.

80. *Грайфер В.И., Лысенко В.Д.* Газовое заводнение – радикальное средство значительного увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 7. – С. 22–25.

81. *Дроздов А.Н., Телков В.П. и др.* Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями //Нефт. хоз-во.– 2007. – № 1.– С. 58–59

82. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1998. – 365 с.: ил.

83. *Ергин Д.* Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть/ Пер. с англ. – 2-е изд. – М.: Издательство «ДеНово», 2001. – 888 с.

84. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153–39–007–96: утв. Минтопэнерго Рос. Федерации. – М., 1996. – 202 с.

85. Курс экономики: Учебник. – 3-е изд., доп. / Под ред. Б.А. Райзберга. – М.: ИНФРА-М, 2001. – 716 с. – (Серия «Высшее образование»).

86. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. Современный экономический словарь. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2004. – 480 с. – (Библиотека словарей «ИНФРА-М»).

87. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: Учеб. пособие. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Дело, 2004. – 888 с.

88. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Оциф. изд. (2 ред.)/В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров и др. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.

89. Методы оценки экономической эффективности доработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ Дунаев В.Ф., Максимов А.К.// Нефть, газ и бизнес. – 2000. – № 2. – С. 59–63.

90. Методические особенности оценки экономической эффективности разработки месторождений юга Башкортостана / Давыдов В.П., Ягафаров Ю.Н., Котенев Ю.А.//Нефтепромысловое дело. – 1998. – № 2. – С. 13–16.

91. Галкин Г. Методы определения экономического эффекта от ИТ-проекта // Intelligent enterprise. – 2005. – № 22. – С. 45–48.

92. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Проектные риски в нефтегазовой промышленности: Учебное пособие. – М.: «Нефть и газ», 2005. – 236 с., ил.

93. Чувашиин Е.П. Бюджет и финансы нефтегазовых компаний. – М.: ДеНово, 2000. – 276 с., ил.

94. Ковалев В.В. Введение в финансовый менеджмент. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 768 с.: ил.

95. Буш Д., Джонстон Д. Управление финансами в международной нефтяной компании / Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003. – 432 с.

Р.С. Хисамов, А.В. Насыбуллин

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ведущие редакторы: *Любимова Н.Е., Астахова А.Н.*
Технический редактор *Сурикова С.М.*

Подписано в печать .

Формат издания 60×90 1/16. Бумага офсетная № 1. Печать офсетная.

Печ. л. . Тираж 500 экз. Заказ 6192.

ОАО «ВНИИОЭНГ», 117420, Г. Москва, ул. Наметкина, 14, корп. Б,
офисы 411, 403, тел. 332-00-49, 332-00-35, факс 331-68-77

E-mail: vniiioeng@mcn.ru

Отпечатано в ФГУП «Производственно-издательский комбинат ВИНТИ»,
140010, г. Люберцы Московской области, Октябрьский пр-т, 403,
тел. 554-21-86