

## *Глава 5*

### **РАЗНОСТНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА, ПЕРЕСЕКАЮЩИМИ ОТДЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ**

Необходимым элементом любой современной технологии проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений является компьютерная динамическая модель объекта, которая позволяет проводить многовариантные расчеты для выбора оптимального способа разработки [82].

Основными требованиями, предъявляемыми к компьютерной модели процесса разработки с применением ГРП [72], являются: адекватное отражение физических процессов, происходящих в пласте и в трещине; возможность моделирования крупных объектов (участков или залежи в целом); быстрое действие, сравнимое с аналогичным показателем традиционных моделей; модульный принцип построения, позволяющий наращивать существующие модели блоком для моделирования трещин; преемственность, обеспечивающая возможность корректного сопоставления варианта разработки с использованием ГРП и других технологий (например, с применением горизонтальных скважин и т.п.).

В этой главе рассмотрен метод учета трещин гидроразрыва в численных моделях фильтрации, основанный на предположении, что внутри трещины и вблизи нее течение описывается аналитическим решением, граничные

условия для которого определяются из численного решения задачи для пласта [43,167].

### 5.1. ВЫВОД ФОРМУЛ ПРИТОКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ СКВАЖИН

При моделировании вертикальных скважин обычно предполагается, что в окрестности скважины течение близко к радиальному и приток  $Q_0$  описывается формулой (3.26), где  $p_c$  — давление в разностном блоке, в котором расположена скважина, а величина  $R_c$  определяется размерами разностной сетки и представляет собой радиус фиктивного контура внутри блока, на котором давление равно давлению в блоке [198–200]. Таким образом осуществляется стыковка моделей пласта и скважины. Задача сопряжения усредненного течения в горизонтальной скважине и в пласте рассмотрена в [3].

Предлагаемый метод моделирования трещин гидро-разрыва конечной проводимости, произвольной длины и ориентации основан на сопряжении конечно-разностной аппроксимации течения в пласте и аналитического решения в окрестности трещины. Рассматриваются два подхода: 1) трещина моделируется как совокупность стоков (источников), расположенных по одному в каждом расчетном блоке, через который она проходит; при этом дебит скважины определяется суммированием дебитов отдельных стоков; 2) течение в трещине моделируется численно и предполагается одно- или двухмерным соответственно при двух- и трехмерном моделировании пласта; при этом считается, что в окрестности скважины структура течения достаточно хорошо описывается аналитическим решением (3.20) или (3.21), на основе которого выводится формула притока.

Пусть  $p$  — давление в точке  $Z$ , тогда согласно (3.21) имеем

$$Q = \frac{2\pi k_1 h}{\mu} \frac{p - p_w}{P(Z)}, \quad P(Z) = p(Z) - \rho(ir_w); \quad (5.1)$$

$$P(Z) = \operatorname{Re} \left( (1 - \lambda) \ln \frac{2Z}{f} + \lambda \ln \left[ \frac{Z}{f} + \sqrt{\frac{Z^2}{f^2} - 1} \right] + \right. \\ \left. + (1 - \lambda) \sum_{m=1}^{\infty} \lambda^m \ln \left[ 1 + q^{4m} \left( \frac{Z}{f} - \sqrt{\frac{Z^2}{f^2} - 1} \right)^2 \right] \right).$$

В общем случае трещина проходит через несколько расчетных ячеек и произвольно ориентирована по отношению к разностной сетке. Пусть  $r_{1,2}$  — расстояния границ ячейки от центра трещины, отсчитываемые вдоль оси трещины. Тогда линии  $Z_1 = r_1 e^{i\alpha}$  и  $Z_2 = r_2 e^{i\alpha}$  ограничивают часть трещины, заключенную внутри ячейки. Поток  $q$  из пласта в трещину через участки границы, заключенные внутри ячейки, определяется выражением

$$q = 2 \int_{r_1}^{r_2} v_n ds = -2 \int_{r_1}^{r_2} \frac{\mathcal{Y}}{\mathcal{J}S} ds = 2(\mathcal{Y}(r_1) - \mathcal{Y}(r_2)). \quad (5.2)$$

Здесь  $v_n$  — нормальная к границе составляющая скорости потока,  $s$  — направление касательной.

Из формулы (3.21) следует:

$$\psi(r_i) = \operatorname{Im}(\Phi_1(Z_i)) = \frac{Q}{2\pi} \Psi(r_i); \quad (5.3)$$

$$\Psi(r_i) = (1 - \lambda) \frac{w}{r_i} + \lambda \cdot \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{f^2 - r_i^2}}{r_i} - \\ - (1 - \lambda) \sum_{m=1}^{\infty} \lambda^m \cdot \operatorname{arctg} \frac{q^{4m} r_i \sqrt{f^2 - r_i^2}}{(1 - q^{4m}) f^2 / 2 + q^{4m} r_i^2};$$

$$\Psi(r_w) = \Psi(w) = \frac{\pi}{2}, \quad \Psi(l) = 0.$$

При выводе формулы (5.3) предполагается, что  $r_i \gg w$ , при этом  $\alpha \approx \sin \alpha = w/r_i$ . Подставляя выражение (5.3) в (5.2), получим

$$q = Q(\Psi(r_1) - \Psi(r_2))/\pi. \quad (5.4)$$

Рассмотрим сначала метод моделирования трещины как совокупности стоков. В этом случае конечно-разностная аппроксимация уравнения материального баланса для ячейки, через которую проходит трещина, имеет вид

$$\frac{k_1 h}{\mu} \sum_{i=1}^4 a_i (p_i - p_0) - q = 0; \quad (5.5)$$

$$a_{1,3} = \frac{\Delta y}{\Delta x_{1,3}}, \quad a_{2,4} = \frac{\Delta x}{\Delta y_{2,4}}.$$

Здесь, как и в [198–200], используется пятиточечный шаблон [2, 59],  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  – размеры ячейки,  $\Delta x_i$ ,  $\Delta y_i$  – расстояния от узла, находящегося в данной ячейке до соседних узлов,  $i = 1, \dots, 4$ ,  $p_i$  – давления в соответствующих узлах сетки,  $p_0$  – давление в рассматриваемой ячейке (рис. 5.1).

Из уравнений (5.1), (5.4), (5.5) имеем:

для ячейки, в которой расположен центр трещины (сток),

$$q = \frac{k_1 h}{\mu} \frac{2(\pi - \Psi(r_1) - \Psi(r_2)) \sum_{i=1}^4 a_i (p_0 - p_w)}{\sum_{i=1}^4 a_i P(Z_i) - 2(\pi - \Psi(r_1) - \Psi(r_2))}; \quad (5.6)$$

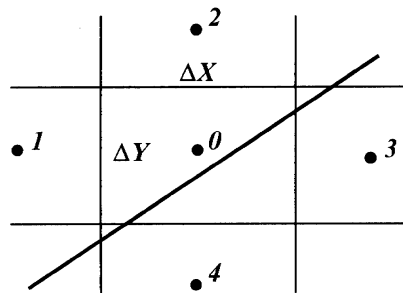


Рис. 5.1. Пятиточечный шаблон для аппроксимации уравнения материального баланса:  
0, 1, 2, 3, 4 – узлы разностной сетки

для любой другой ячейки, через которую проходит трещина,

$$q = \frac{k_1 h}{\mu} \frac{2(\Psi(r_1) - \Psi(r_2)) \sum_{i=1}^4 a_i (\rho_0 - \rho_w)}{\sum_{i=1}^4 a_i P(Z_i) - 2(\Psi(r_1) - \Psi(r_2))}.$$

Здесь  $Z_i$  — комплексная координата  $i$ -го узла в системе координат, связанной с трещиной;  $r_1, r_2$  — расстояния точек пересечения трещины с границами ячейки от центра трещины. Если трещина заканчивается внутри ячейки, то  $r_2 = l$ .

Заметим, что если трещина отсутствует, то  $P(Z_i) = \ln|Z_i|/r_w$ ,  $\Psi(r_{1,2}) = 0$  и формула (5.6) совпадает с формулой, предложенной в [199] для вертикальных скважин.

Рассмотрим теперь второй подход к моделированию трещин, при котором течение вдоль трещины и обмен потоками с пластом рассчитываются конечно-разностными методами. Предполагается, что большая ось трещины направлена вдоль оси  $x$  разностной сетки, центр трещины находится в узле разностной сетки. Формула притока вводится только для ячейки, содержащей центр трещины. Уравнение материального баланса для этой ячейки

$$\frac{k_1 h}{\mu} \sum_{i=1}^4 c_i (\rho_i - \rho_0) - Q = 0;$$

$$c_{1,3} = a_{1,3} \left( 1 + \frac{2wk_2}{\Delta y k_1} \right), \quad c_{2,4} = a_{2,4}.$$

Аналогично (5.6) получим формулу притока:

$$Q = \frac{k_1 h}{\mu} \frac{2\pi \sum_{i=1}^4 c_i (\rho_0 - \rho_w)}{\sum_{i=1}^4 c_i P(Z_i) - 2\pi}. \quad (5.7)$$

Здесь  $k_2$  — проницаемость трещины;  $2w$  — ширина трещины, которая в пределах ячейки предполагается неизменной;  $Q$  — суммарный дебит скважины. Если вся трещина содержится внутри одной ячейки, то формулы (5.6) и (5.7) совпадают.

При использовании второго подхода течение внутри трещины моделируется отдельно. Предполагается, что оно является одномерным и параллельно оси трещины. Ширина трещины в численной модели принимается постоянной, равной  $2w$ . Объем трещины внутри каждой ячейки пренебрежимо мал по сравнению с объемом ячейки. Узлы разностной сетки модели трещины совпадают с узлами сетки модели пласта. Предполагается, что для каждого узла давления в трещине и в пласте одинаковы. Это предположение позволяет замкнуть систему уравнений неразрывности и движения для пласта и для трещины и вычислить перетоки  $q$  между ними в каждой ячейке [50]. Сеточные блоки в трещине вдоль вертикального направления не взаимодействуют. Предполагается, что если трещина проходит через добывающую скважину, то флюиды в нее только втекают, при этом потоки направлены вдоль трещины к скважине. Если трещина проходит через нагнетательную скважину, то потоки направлены от скважины, в этом случае жидкости только вытекают в пласт.

## 5.2. ОБОБЩЕНИЕ ФОРМУЛ ПРИТОКА НА СЛУЧАЙ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

В случае многофазной фильтрации формулы притока (5.6) и (5.7), используемые в численных моделях для представления трещин гидроразрыва, вводятся для суммарного потока всех фаз с учетом их суммарной подвижности.

Если трещина представляется как совокупность источников (стоков), расположенных в соседних ячейках разностной сетки, то их интенсивности определяются выражениями, аналогичными (5.6):

для ячейки, в которой расположен центр трещины (скважина),

$$q = k_1 h \sum_{j=1}^3 \frac{f_j}{\mu_j} \frac{2(\pi - \Psi(r_1) - \Psi(r_2)) \sum_{i=1}^4 a_i (p_0 - p_w)}{\sum_{i=1}^4 a_i P(Z_i) - 2(\pi - \Psi(r_1) - \Psi(r_2))}, \quad (5.8)$$

для любой другой ячейки, через которую проходит трещина,

$$q = k_1 h \sum_{j=1}^3 \frac{f_j}{\mu_j} \frac{2(\Psi(r_1) - \Psi(r_2)) \sum_{i=1}^4 a_i (p_0 - p_w)}{\sum_{i=1}^4 a_i P(Z_i) - 2(\Psi(r_1) - \Psi(r_2))}.$$

Здесь  $f_j$  и  $\mu_j$  — относительная фазовая проницаемость и вязкость фазы  $j$ , значения индекса  $j = 1, 2, 3$  соответствуют нефти, воде и газу. В случае добывающей скважины, моделируемой совокупностью стоков, фазовые проницаемости в формулах (5.8) определяются значениями насыщенностей в соответствующих ячейках. Фазовые потоки выражаются через отношение фазовой подвижности к суммарной. В случае нагнетательной скважины, представляемой как совокупность источников, фазовые проницаемости определяются граничными условиями — долями фаз в потоке закачиваемой жидкости.

Если используется второй подход и течение в трещине моделируется численно, то формула притока (5.7) при многофазной фильтрации должна быть преобразована к виду

$$Q = k_1 h \sum_{j=1}^3 \frac{f_j}{\mu_j} \frac{2\pi \sum_{i=1}^4 c_i (p_0 - p_w)}{\sum_{i=1}^4 c_i P(Z_i) - 2\pi}; \quad (5.9)$$

$$c_{1,3} = a_{1,3} \left[ 1 + \frac{2wk_2}{\Delta yk_1} \left( \sum_{j=1}^3 \frac{\tilde{f}_j}{\mu_j} \right) \left( \sum_{j=1}^3 \frac{f_j}{\mu_j} \right)^{-1} \right], \quad c_{2,4} = a_{2,4}.$$

Здесь  $f_j$  и  $\tilde{f}_j$  – относительные фазовые проницаемости для пласта и для трещины соответственно. В случае добывающей скважины фазовые проницаемости определяются в зависимости от значений насыщенностей в расчетном блоке, в котором расположена скважина, как для пласта, так и для трещины. Обычно принимается, что в трещине фазовая проницаемость пропорциональна соответствующей насыщенности. В случае нагнетательной скважины фазовые проницаемости в трещине определяются долями фаз в потоке закачиваемой жидкости. Обмен флюидами между пластом и трещиной вычисляется для каждого расчетного блока, через который проходит трещина, и выражается через суммарную подвижность фаз, при этом поток каждой фазы пропорционален отношению фазовой подвижности к суммарной. В расчетной модели изменение фазовых проницаемостей в ячейке учитывается на каждом временном слое.

### 5.3. ТЕСТИРОВАНИЕ ЧИСЛЕННЫХ МОДЕЛЕЙ ПУТЕМ СОПОСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ С АНАЛИТИЧЕСКИМ РЕШЕНИЕМ

Для тестирования предложенных методов моделирования скважин с трещинами гидроразрыва проведены расчеты. Рассматривался элемент пятиточечной системы заводнения, представляющий собой квадрат, в вершинах которого расположены нагнетательные скважины, а в центре – добывающая, пересеченная трещиной гидроразрыва. Предполагалось, что ось трещины параллельна стороне квадрата. Расстояние  $R$  между соседними нагнетатель-



ными скважинами принималось равным 700 и 400 м, полудлина трещины  $l = 100$  и 80 м, полуширина трещины — 2 мм, проницаемость трещины —  $40 \text{ мкм}^2$ , проницаемость пласта —  $0,004 \text{ мкм}^2$ , толщина пласта — 5 м, вязкость жидкости —  $0,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , разность давлений на нагнетательной и добывающей скважинах — 10 МПа. Определялся установившийся дебит добывающей скважины. Расчеты проводились конечно-разностным методом с использованием двух описанных выше подходов к моделированию трещины. Расчетный элемент покрывался равномерной разностной сеткой с распределенными узлами,  $n$  — число узлов разностной сетки между соседними нагнетательными скважинами. Скважины располагались в узлах сетки, трещина либо проходила через несколько расчетных блоков, либо целиком находилась внутри одной ячейки. Результаты расчетов и их сопоставление с точным аналитическим решением (4.4) [167] показаны в табл. 5.1. В двух последних столбцах таблицы приведен расчетный дебит  $Q$ , полученный с использованием соответственно первого и второго подходов к моделированию трещин, отнесенный к аналитическому результату  $Q_1$ .

Использование предложенных подходов к моделированию трещин гидроразрыва дает удовлетворительное совпадение с точным решением и может применяться в численных моделях нефтяных и газовых месторождений. Увеличение расстояния между узлами разностной сетки лишь незначительно снижает точность результата. Расчеты, проведенные при полудлине трещины 80 м, показали возможность использования крупных расчетных ячеек, одна из которых целиком содержит трещину.

Таким образом, на основе полученного аналитического решения предложен метод учета трещин гидроразрыва в численных моделях фильтрации в системе скважин. Этот метод дает удовлетворительные результаты даже при использовании разностной сетки с крупными ячейками. Модуль для моделирования трещин гидроразрыва реализуется в виде пакета подпрограмм для математической модели трехмерной многофазной фильтрации.

Таблица 5.1

## Сравнение различных подходов к моделированию трещин ГРП

| Расстояние между нагнетательными скважинами $R$ , м | Полудлина трещины $l$ , м | Количество узлов разностной сетки между нагнетательными скважинами $n$ | Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут |          | Точное решение $Q_1$ | Отношение расчетного дебита нефти к аналитическому $Q/Q_1$ |          |
|---|---------------------------|--|-------------------------------------|----------|----------------------|--|----------|
|   |                           |  | Расчетное значение $Q$              |          |                      | Подход 1   | Подход 2 |
|   |                           |  | Подход 1                            | Подход 2 |                      |  |          |
| 700   | 100                       | 27   | 18,21                               | 18,22    | 18,19                | 1,001  | 1,002    |
|   |                           | 13   | 18,19                               | 18,21    |                      | 1,000  | 1,001    |
|   |                           | 7  | 18,2                                | 18,13    |                      | 1,000  | 0,997    |
|   |                           | 3  | 17,98                               | —        |                      | 0,988  | —        |
| 700   | 80                        | 3  | 17,94                               | 17,94    | 18,13                | 0,990  | 0,990    |
| 400   | 100                       | 27   | 20,07                               | 20,13    | 20,08                | 1,000  | 1,002    |
|   |                           | 11   | 20,07                               | 20,09    |                      | 1,000  | 1,000    |
|   |                           | 3  | 19,94                               | 19,86    |                      | 0,993  | 0,989    |

#### 5.4. ПРИМЕР РАСЧЕТА ПО ВОСПРОИЗВЕДЕНИЮ ИСТОРИИ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НА КОТОРОМ БЫЛ ПРОВЕДЕН ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Для апробации созданной математической модели были проведены расчеты по воспроизведению истории разработки небольшого участка месторождения, на котором был произведен гидроразрыв в трех добывающих скважинах. Ниже приводятся результаты сопоставления расчетных и фактических показателей разработки.

В настоящее время на участке эксплуатируется девять скважин (№ 276, 277, 279, 308, 309, 310, 311, 312, 342) (рис. 5.2). В середине 1995 г. в скв. 277, 310, 311 был проведен гидроразрыв пласта. Поскольку основной целью настоящего расчета являлась апробация моделирования скважин после ГРП, границы участка были выбраны таким обра-

зом, чтобы он включал в себя области дренирования этих и нескольких соседних скважин.

Скважины эксплуатируют пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, начиная с 1993 г. Усредненные геолого–физические параметры пласта и физические свойства пластовых жидкостей приведены ниже:

|  |        |
|--|--------|
| Средняя насыщенность нефтью .....                                | 0,68   |
| Пористость, доли ед. ....  | 0,17   |
| Проницаемость, мкм <sup>2</sup> .....                            | 0,0202 |
| Начальное пластовое давление, МПа .....                          | 28,8   |
| Давление насыщения, МПа .....                                    | 22,9   |
| Газосодержание, нм <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> .....            | 310,6  |
| Объемный коэффициент нефти .....                                 | 1,515  |
| Объемный коэффициент воды .....                                  | 1,017  |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с .....                 | 0,36   |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с .....                  | 0,46   |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup> .... | 824    |
| Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup> ...   | 1008   |

Относительные фазовые проницаемости для системы нефть – вода показаны на рис. 5.3.

При выделении продуктивных интервалов пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> был разделен на две пачки Ю<sub>1</sub><sup>3-1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-2</sup>. В районе скв. 311, 312, 313 пласт–коллектор Ю<sub>1</sub><sup>3-1</sup> полностью отсутствует. Линия выклинивания проходит с юго–востока на северо–запад через скв. 310. Промысловые данные распределения пластового давления, представленные на карте изобар (см. рис. 5.2), показывают, что на рассматриваемом участке пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-2</sup> вдоль границы выклинивания практически не сообщаются.

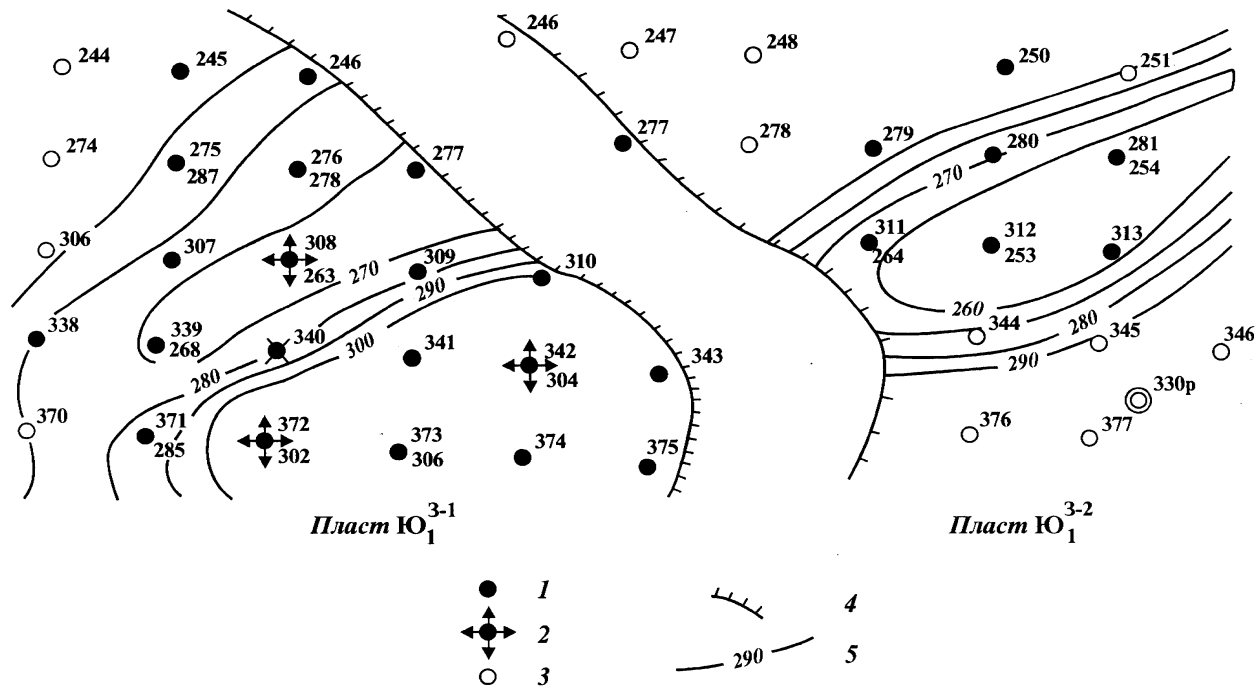
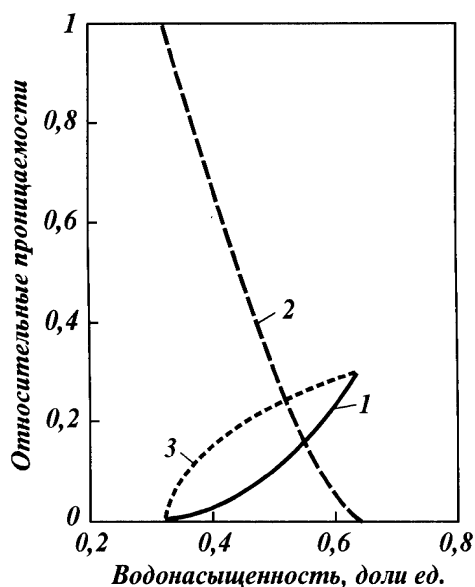


Рис. 5.2. Карта изобар по состоянию на 01.07.96 г.  
 Скважины: 1 – добывающие, 2 – нагнетательные, 3 – проектные; 4 – граница выклинивания пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-1</sup>; 5 – изобары, атм

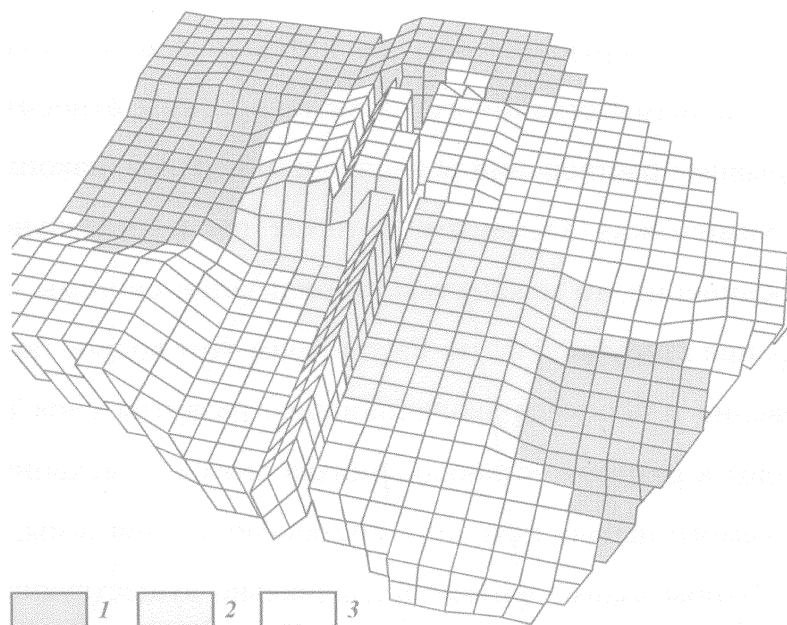


**Рис. 5.3. Относительные фазовые проницаемости.** Относительная фазовая проницаемость: 1 — воды, 2 — нефти; 3 — модифицированные фазовые проницаемости

За период до 01.07.96 с участка отобрано 87,7 тыс. т нефти. Закачка воды на участке начата в 1993 г. с переводом под нагнетание скв. 342. В 1996 г. под закачку переведена также скв. 308.

В результате проведения ГРП с закачкой в скважины по 6–8 т. проппанта были созданы трещины с полудлиной 40–50 м и проводимостью 200–300 мкм<sup>2</sup>·мм (под проводимостью трещины подразумевается произведение раскрытия трещины на ее проницаемость). Предположительная ориентация трещин — с юго-запада на северо-восток.

На основе промысловых и геофизических данных о строении пласта построена геолого-математическая модель, представляющая собой трехмерную сеточную область. В плане выделены 31×31 расчетных ячеек. Горизонтальные сечения расчетных ячеек — квадраты со сторонами по 50 м. По вертикали модель имеет два слоя расчетных ячеек, высота которых определяется реальной толщиной пласта и изменяется по простиранию. Рельеф пласта смоделирован в соответствии с абсолютными отметками



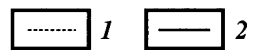
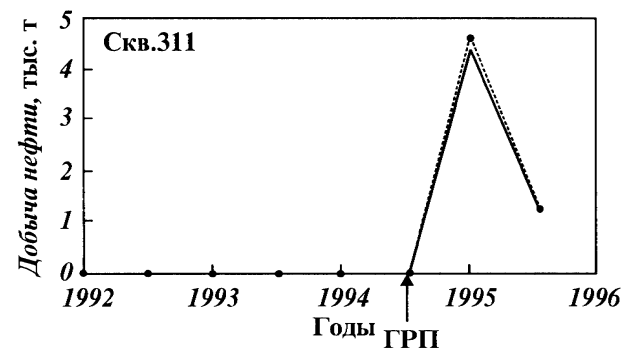
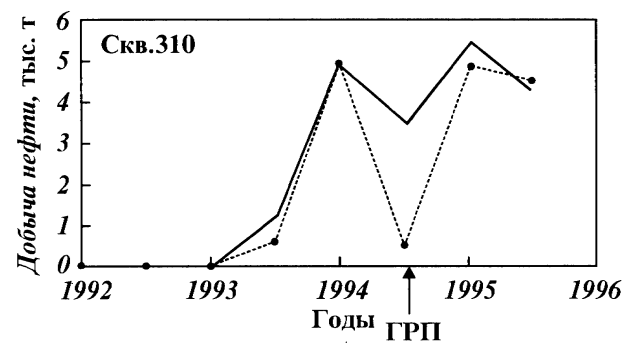
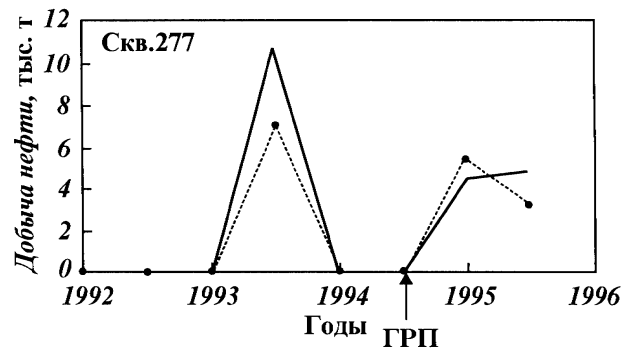
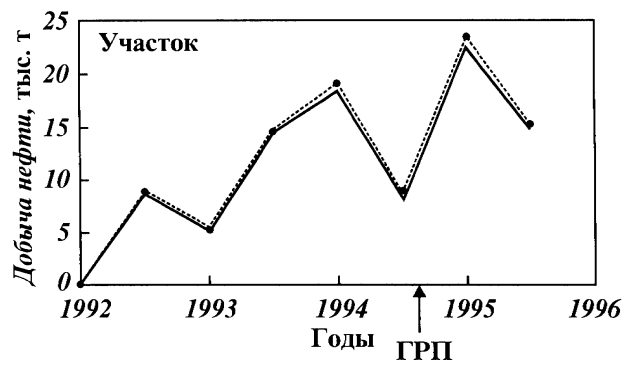
**Рис. 5.4. Геолого-математическая модель участка:**

1 – средняя проницаемость  $0,022 \text{ мкм}^2$ , средняя пористость  $0,17$ ; 2 – средняя проницаемость  $0,016 \text{ мкм}^2$ , средняя пористость  $0,165$ ; 3 – средняя проницаемость  $0,011 \text{ мкм}^2$ , средняя пористость  $0,16$

кровли в отдельных скважинах. Участок разбит на три подобласти, различающиеся значениями пористости и абсолютной проницаемости (рис. 5.4).

Начальные распределения насыщенности и давления задавались постоянными. Кровля и подошва пласта предполагались непроницаемыми.

Ввод добывающих скважин и перевод под нагнетание моделировался в соответствии с фактическими данными. Для всех скважин задавался реальный коэффициент эксплуатации. Воспроизведение истории разработки производилось



**Рис. 5.5. Сопоставление фактической и расчетной динамики добычи нефти по участку и по отдельным скважинам:**

*1 – фактические данные, 2 – расчет*

при постоянном забойном давлении на скважинах: на добывающих – 26 МПа, на нагнетательных – 38 МПа. Коэффициенты продуктивности скважин вычислялись в модели исходя из параметров разностной сетки. При моделировании гидроразрыва задавались реальные параметры трещин.

Сопоставление расчетных и фактических показателей разработки осуществлялось с шагом в 0,5 года. Основной целью адаптации модели было воспроизведение текущей динамики добычи нефти по участку в целом. Для этого были подобраны модифицированные фазовые проницаемости [2, 45] (см. рис. 5.3) и определены перетоки фаз через границы участка. Введение перетоков связано с тем, что запроектированная система разработки в настоящее время реализована не полностью и выбор границ участка таким образом, чтобы через них отсутствовал поток флюидов, т.е. вдоль элементов симметрии, оказался невозможным.

Были проведены расчеты при различной сообщаемости частей участка, расположенных по разные стороны от линии выклинивания пласта  $Ю_1^{3-1}$ . Сопоставление расчетного поля давления с промысловыми данными показало, что наилучший результат достигается при моделировании вдоль линии выклинивания ячеек с нулевой проницаемостью.

Результаты воспроизведения истории разработки участка показаны на рис. 5.5. Важно отметить, что при воспроизведении истории получено качественное совпадение показателей по отдельным скважинам, хотя такая задача специально не решалась. На рис. 5.5 приведены графики расчетной и фактической добычи нефти по трем скважинам, в которых был произведен гидравлический разрыв пласта.

Проведенные расчеты показывают, что используемый метод расчета дебитов вертикальных скважин и скважин, пересеченных трещинами гидроразрыва, дает удовлетворительные результаты и позволяет адекватно моделировать процесс разработки.