

**РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

© М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, А.М.Мамедов, 2007

**ОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ  
В МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ****М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, А.М.Мамедов***Институт геологии НАН Азербайджана  
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В работе рассмотрена задача математического моделирования разработки нефтяных месторождений при многофазной фильтрации флюидов в многопластовой системе с использованием и сведений истории разработки, где фигурируют как все традиционно замеряющиеся, так и возможные данные специально проведенных гидродинамических исследований скважин. При этом используется критерий качества, а задача определения относительных фазовых проницаемостей в зависимости от водонасыщенности формулируется как задача на минимум функционала и приближенно решается с помощью методов теории оптимального управления.

Процесс гидродинамического моделирования разработки нефтяных и газовых залежей является одним из важнейших этапов при создании проектных документаций по их разработке и предъявляет повышенные требования к получению широкомасштабной информации об основных параметрах пластовых систем. Известно, что необходимым условием применимости созданной модели является предварительная адаптация, т.е. согласование результатов расчета технологических показателей предшествующего периода разработки с фактическими данными. Процесс адаптации модели фактически представляет собой решение задачи восстановления в объеме резервуара объекта многих взаимосвязанных и зависящих друг от друга параметров.

Адаптация модели в основном производится на трех уровнях: мега, макро и микро. Обычно на мегауровне при неизменной геологической модели, изменяя функции относительных фазовых проницаемостей, добиваются того, чтобы на всем объекте в целом и, желательно, на каждом из отдельных выбранных участков воспроизводились накопленные отборы жидкостей. На макроуровне, изменяя на площади пластов распределения начальной нефтенасыщенности и абсолютной проницае-

мости, подбирая поправочные коэффициенты к функциям относительных фазовых проницаемостей по скважинам и блокам, необходимо добиться того, чтобы основные показатели разработки, рассчитанные программой моделирования, с одной стороны, и фактические, с другой, были близки. При выполнении адаптации на микроуровне необходимо подобрать такие параметры моделируемого резервуара, чтобы воспроизвести основные показатели работы для каждой скважины. На этом этапе основным изменениям подвергаются распределения на площади объекта типов коллектора (поровый, кавернозный, трещиноватый и т.д.), и для каждого из них вводятся индивидуальные зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности и др.

В вышеуказанных случаях вариантов адаптации гидродинамических моделей фильтрации расхождения между прогнозными и фактическими данными могут быть связаны как с неточностью исходной информации о пласте, так и с несовершенством принятой математической модели течения флюидов в пласте. Естественно, степень адаптации будет тем выше, чем лучше математическая модель описывает реальные физические процессы, происходящие в пласте. Выбор метода по-

строения модели нефтяного пласта зависит от качества и полноты исходной информации о геологическом строении пласта, физических свойствах фильтрующихся жидкостей и пористой среды, а также текущей промысловой информации.

В последние годы в постановке и решении многомерных многофазных задач теории фильтрации достигнут большой прогресс, а что касается анализа разработки, настройки фактических показателей разработки месторождений, т.е. решения задач идентификации, определения или уточнения коллекторских свойств пласта на основе фактических данных исследований и эксплуатации скважин (называемые обратными задачами), то здесь достигнутые результаты менее впечатляющие, причем, как правило, обратные задачи являются некорректными, что существенно осложняет их решение (Абасов и др., 1990; Азиз, Сеттари, 1982; Булыгин В. и Булыгин Д., 1990; Закиров и др., 1984; Мирзаджанзаде и др., 2004; Бабе и др., 1980; Каневская, 2002; Хайруллин, 1996 и многие др.).

Одним из существующих допущений, принимаемых для сокращения размерности задачи, является предположение о двумерности течения флюидов в пласте и, следовательно, возможности усреднения коллекторских свойств пласта вдоль вертикальной координаты. Однако такое упрощение физической модели не позволяет учитывать многие важные факторы, основными из которых являются: вертикальная неоднородность пласта по коллекторским свойствам, неравномерность дренирования залежи по толщине и т.д.

В настоящее время на базе современных программных средств создано достаточное количество постоянно действующих моделей разработки нефтяных залежей. Они имеют главным образом один общий недостаток – отсутствие надежных данных по фильтрационно-емкостным свойствам пласта и относительным фазовым проницаемостям.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ФОФП), входящих в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернх), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта и должны быть модифицированы. Извест-

но, что ФОФП зависят от множества факторов (структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давления, истории насыщения), и их форма кривых существенно влияет на результаты расчетов. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть и от масштаба осреднения.

Известны различные методы определения ФОФП по данным гидродинамических и геофизических исследований (Абасов и др., 1990; 2000; Дахнов, 1975; Кулиев, Аллаhverдиев, 1975; Палатник, Закиров, 1990; 2001; Закиров и др., 1984 и др.). В последнее время для определения ФОФП все чаще применяются методы, основанные на использовании гидродинамической информации, накопленной в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. При этом параметры, входящие в выражения распределения ФОФП в зависимости от насыщенности, определяются из решения различными методами обратных задач теории фильтрации (Абасов и др., 1990; Булыгин В. и Булыгин Д., 1990; Мирзаджанзаде и др., 2004 и др.).

Характерной особенностью развития нефтегазодобывающей отрасли в последние годы является значительное увеличение добычи углеводородов из глубокозалегающих объектов, представленных, как правило, сложнопостроенными залежами со сложным составом пластовых флюидов, наличием в объекте эксплуатации нескольких гидродинамически изолированных или взаимосвязанных между собой пластов с различными физико-геологическими характеристиками. По возможности совместная их эксплуатация одной сеткой скважин увеличивает годовые темпы отбора, сокращает срок выработки залежей и тем самым улучшает технико-экономические показатели разработки подобных месторождений.

Однако в случае многопластовых месторождений возможность получения надежной и достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов по данным гидродинамических исследований скважин существенно ограничивается. Наряду с технологическими трудностями, вызвано это, в частности, и тем, что

вследствие взаимодействия совместно разрабатываемых пластов (не только взаимосвязанных, но и изолированных тоже) осложняется математическое описание процесса фильтрации в этих коллекторах. Происходит это из-за необходимости более полного, комплексного учета всей совокупности природных и технологических факторов (изменение физических свойств флюида и коллектора в зависимости от давления, многофазность потока, различные виды неоднородности коллектора и др.), присущих указанным месторождениям. Как следствие, значительно затрудняется решение соответствующих обратных задач подземной гидродинамики. Использование при их решении системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных наталкивается на такие труднопреодолимые препятствия, как некорректность постановки задач в классическом смысле, неустойчивость получаемых решений, нелинейность, отсутствие принципа суперпозиции и др.

Целью настоящей работы является гидродинамическое моделирование трехмерной трехфазной фильтрации флюидов при разработке многопластовых месторождений воспроизведением поведения объекта. Пусть имеется замкнутая залежь произвольной формы, состоящая из изолированных друг от друга продуктивных пропластков. Каждый пропласток характеризуется своей неоднородностью (распределение пористости, проницаемости, толщины) (рис.1). Предполагается, что вода, нефть и пористая среда слабосжимаемы, капиллярные и гравитационные силы пренебрежимо малы. Гидродинамическое взаимо-

действие пластов осуществляется через скважины, работающие в совместном режиме эксплуатации. Скважины могут вскрывать одновременно все пропластки или некоторые из них, или же только один пласт.

Способы разработки таких месторождений предопределили использование соответствующей гидродинамической модели – традиционные уравнения Маскета-Мереса (Маскет, 1953) выражающие условия сохранения масс, и закон Дарси для нефти, воды и газа

$$\nabla \cdot \vec{V}_H + A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{ms_H}{B_H} \right) = \sum_{j=1}^{N_w} Q_{Hj}(t) \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j), \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \vec{V}_e + A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{ms_e}{B_e} \right) = \sum_{j=1}^N Q_{ej}(t) \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j), \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot (\vec{V}_q + R_H \vec{V}_H + R_e \vec{V}_e) + \\ & + A \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{ms_q}{B_q} + R_H \frac{ms}{B_H} + R_e \frac{ms_e}{B_e} \right) = \sum_{j=1}^N Q_{qj}(t) \delta(x - x_j) \delta(y - y_j) \delta(z - z_j), \end{aligned} \quad (3)$$

$$s_H + s_e + s_q = 1 \quad \vec{v}_l = - \frac{kf_l(s_l)}{\mu_l} \text{grad} P, \quad (4)$$

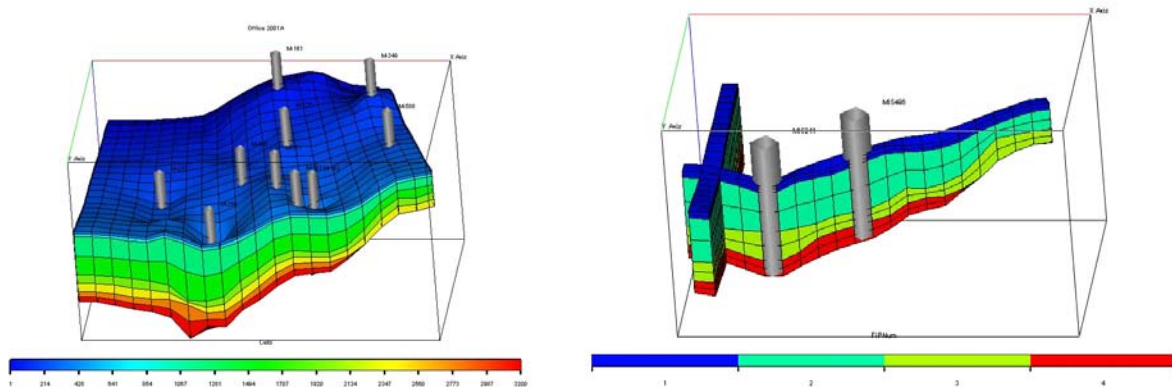


Рис. 1. Объемные изображения и профильный разрез исследуемого пласта

Здесь индексы, указывающие номера пропластков, для простоты опущены, а индексы “ $H$ ”, “ $g$ ” и “ $q$ ” относятся соответственно к нефтяной, водной и газовой фазе. Остальные обозначения следующие:

$x, y, z$  – координаты;

$t$  – время;

$p(x, y, z, t)$  – пластовое давление;

$S_l(x, y, z)$  – насыщенность  $l$ -й фазой;

$m(x, y, z)$  – пористость пласта;

$\mu_l$  – вязкость;

$B_l$  – объёмный коэффициент флюида;

$R_H(p), R_g(p)$  – растворимость газа в нефти и воде;

$A(x, y, z)$  – толщина пласта в точке  $(x, y, z)$ ;

$V_l(x, y, z)$  – компонента вектора скорости фильтрации  $l$ -й фазы;

$Q_{lj}$  – интенсивность отбора (поступления  $l$ -й фазы через скважину с координатой  $(x_j, y_j, z_j)$ );

$\delta(\xi)$  – дельта функция Дирака;

$\nabla$  – оператор Гамильтона;

$N$  – число скважин;

$F_l(S_l)$  – относительная проницаемость для фазы  $l$ .

Чтобы замкнуть систему (1)–(4) требуется задать соответствующие начальные и граничные условия:

1. Начальное пластовое давление  $P_0(x, y, z)$ ;
2. Начальное распределение нефте-, водо- и газонасыщенностей;

$$S_H^0(x, y, z), S_g^0(x, y, z), S_q^0(x, y, z)$$

3. Условия на границах элемента пласта;
4. Режимы работы скважин.

С помощью Пакета программы **ECLIPSE** фирмы **SCHLUMBERGER** на конкретном примере, основанном на численном решении уравнений (1) – (4), были рассчитаны технологические показатели участка нефтяного пласта, состоящего из четырех пропластков с известной историей разработки.

Размеры участка пласта по горизонтальной плоскости составляют 14,6 гектаров. Относительная нефтяная толщина по пропласткам на основании скважинных данных представлена в виде карт на рисунках 2-3.

Границы участка непроницаемы. На последний год истории разработки на участке было десять добывающих скважин. По геологическим данным с учетом принятой дискретизации по простиранию и глубине залегания для каждого выделенного пропластка формируются осред-

нённые параметры (пористость, проницаемость).

Далее в блоках введенной сетки рассчитаны цифровые поля названных параметров и построены их карты и кривые распределения (рис. 4, 5, 6).

Остальные параметры таковы:

начальные значения пластовых давлений по пропласткам:  $P_{01} = 115 \text{ bar}$ ,  $P_{02} = 120 \text{ bar}$ ,  $P_{03} = 139,5 \text{ bar}$ ,  $P_{04} = 143,1 \text{ bar}$ ;

давления насыщения:  $P_{H1} = 78,9 \text{ bar}$ ,  $P_{H2} = 82,4 \text{ bar}$ ,  $P_{H3} = 95,5 \text{ bar}$ ,  $P_{04} = 97,8 \text{ bar}$ ;

начальные значения водонасыщенности по пропласткам:  $S_{g2}^0 = 0,276$ ;  $S_{g2}^0 = 0,299$ ;

$S_{g3}^0 = 0,45$ ;  $S_{g4}^0 = 0,45$ ;  $\beta_g = 4,1 \cdot 10^{-5} \text{ 1/bar}$ ;

$\beta_{cp} = 1,45 \cdot 10^{-5} \text{ 1/bar}$ ;  $\mu_g = 0,69 \text{ cP}$ ;  $\rho_H = 860 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_g = 1014 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_q = 0,92 \text{ кг/м}^3$ .

PVT зависимости отдельных фаз приведены на рис. 7.

При восстановлении истории разработки наиболее надежной промысловой информацией являлись динамические пластовые давления, отборы воды, отборы жидкости, суммарный отбор флюидов, водный процент в суммарной жидкости и поровый объем пласта. До восстановления истории разработки были подобраны относительные фазовые проницаемости в стандартной форме в виде:

$f_H^{(s)} = (1 - S_b^2) f_b(s) = S_b^2$  (рис. 8, пунктирными линиями).

Показатели динамики отборов показаны для двух вариантов – исходного и адаптированного. Исходный вариант получен путем аппроксимации только данных параметров скважин на площадь объекта, а адаптированный – путем такой же аппроксимации, но при этом к данным по скважинам добавлены предполагаемые распределения в межскважинном пространстве. Например, для абсолютной проницаемости из анализа керна известны (или вообще отсутствуют) только некоторые данные по отдельным скважинам. С помощью интерполяции рассчитываются все значения проницаемости для каждой сеточной точки. Однако эти значения пока неточные, и они адаптируются (корректируются) в ходе восстановления истории – на этапе сопоставления фактических и расчетных значений отбора жидкости. Аналогичным образом корректируется поровый объем (если геологические запасы углеводородов определены не достаточно точно).

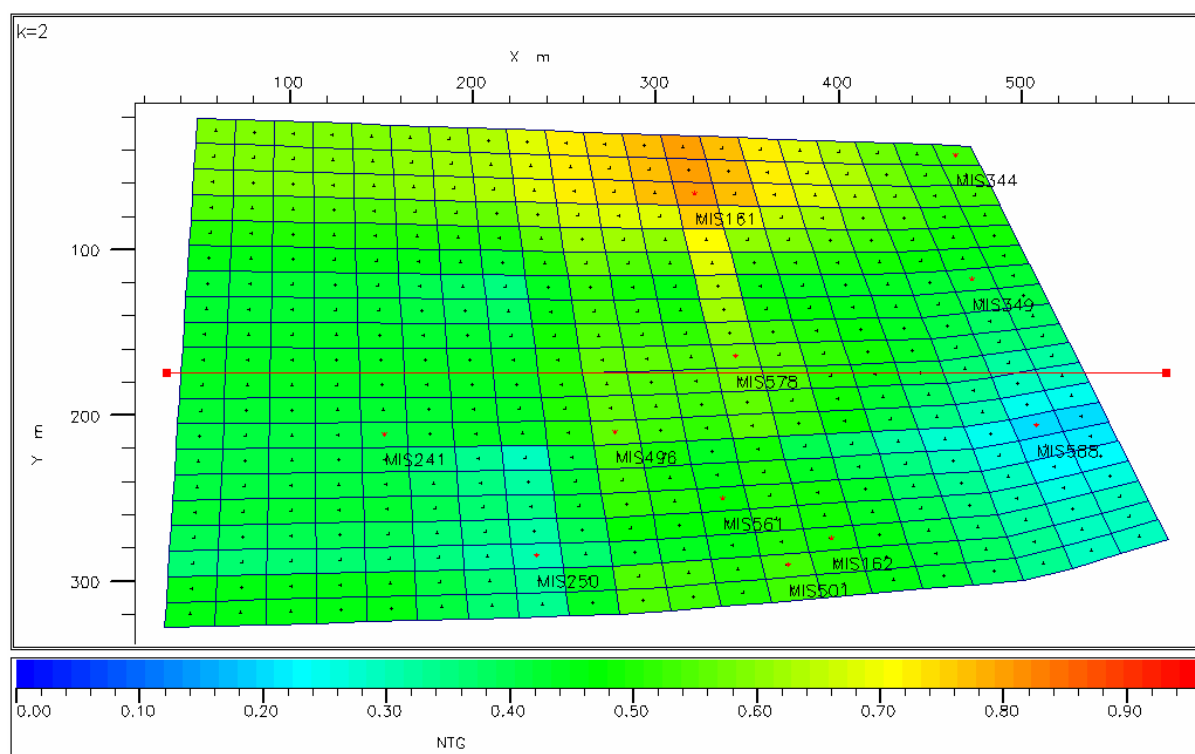
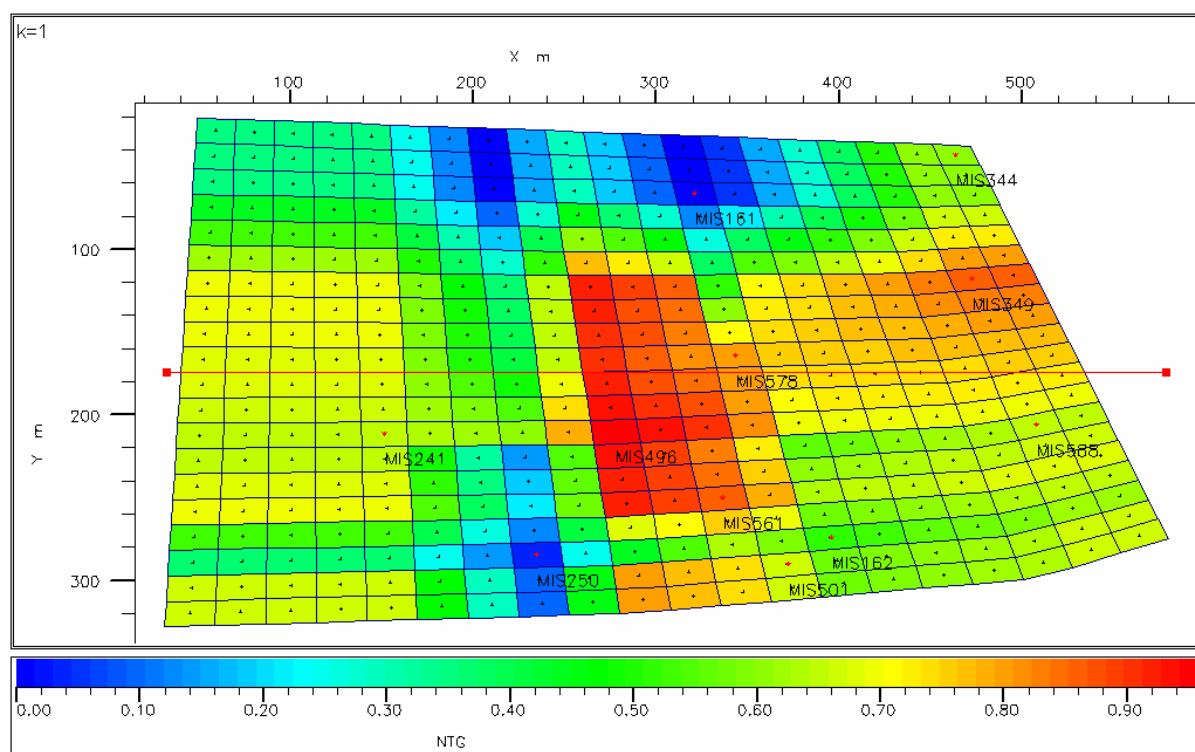


Рис. 2. Карта относительной нефтяной толщины для пропластков 1 и 2

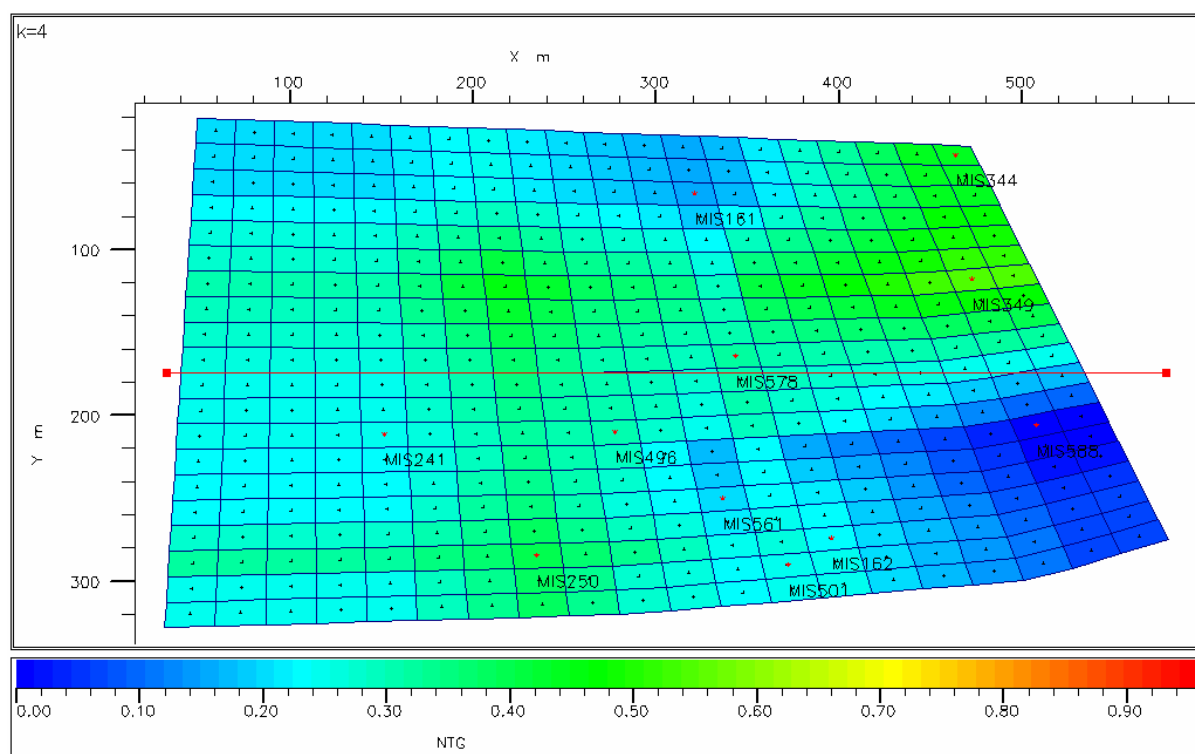
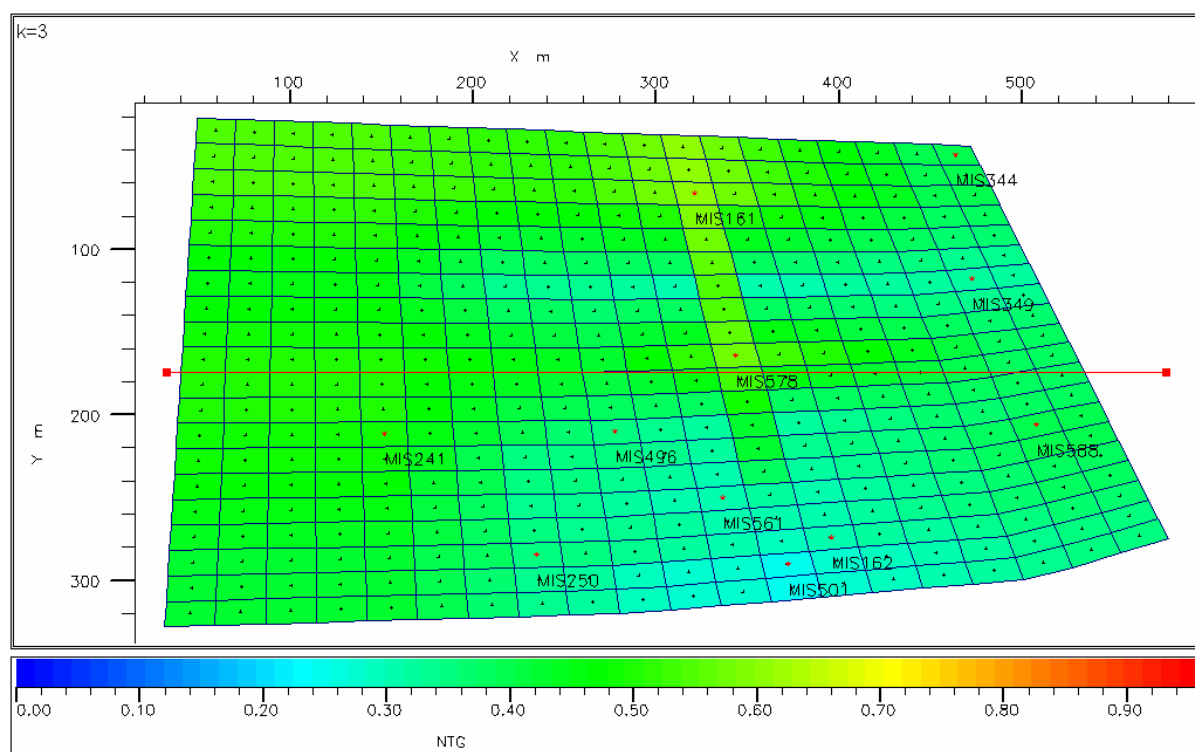
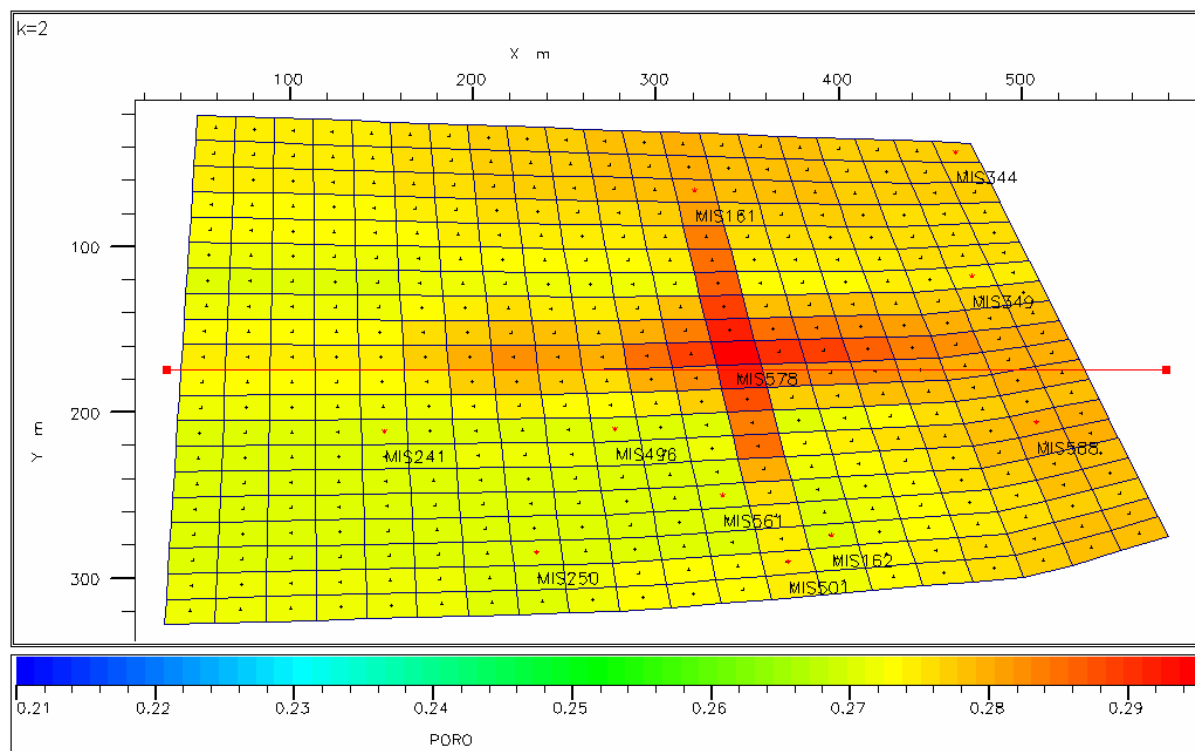


Рис. 3. Карта относительной нефтяной толщины для пропластков 3 и 4



**Рис. 4.** Карта пористости для пропластков 1 и 2

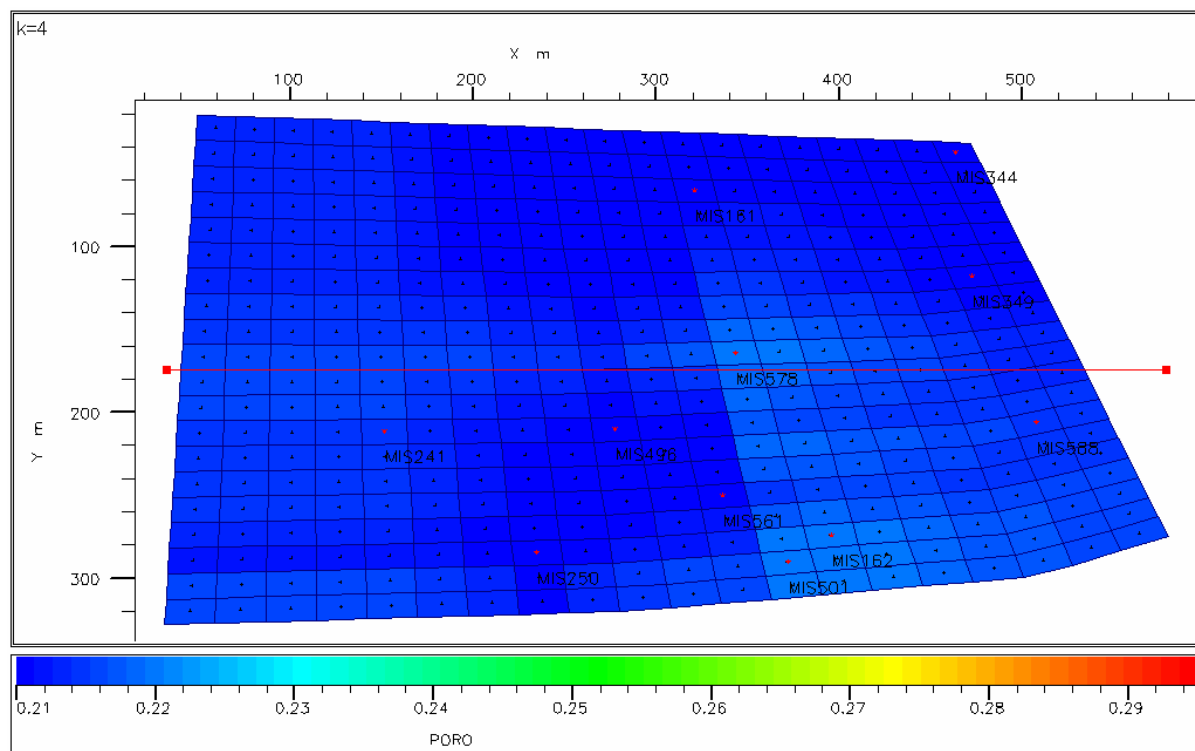
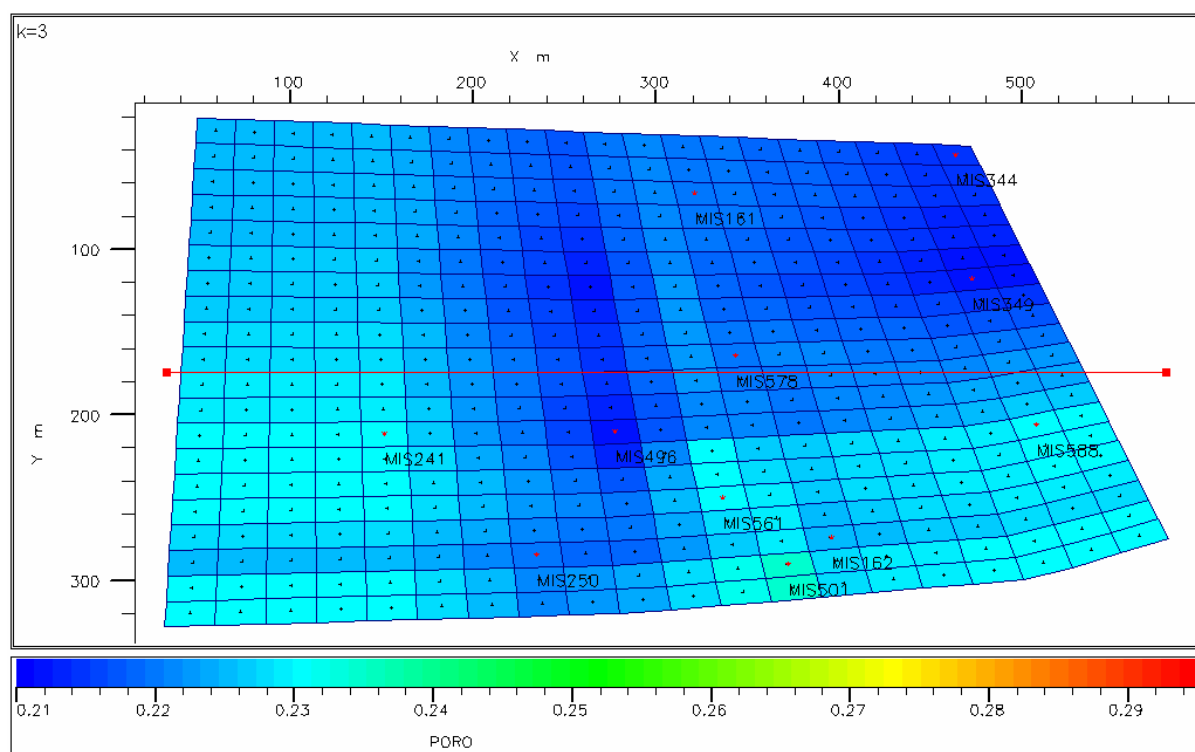


Рис. 5. Карта пористости для пропластков 3 и 4



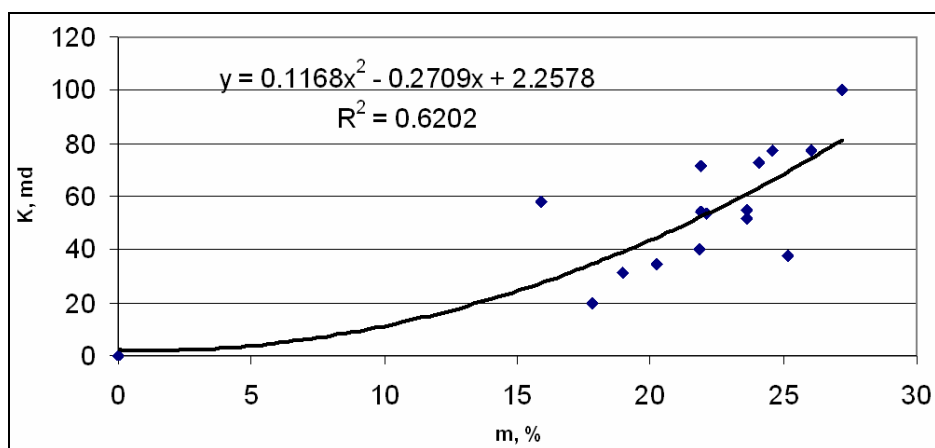


Рис. 6. Зависимость абсолютной проницаемости от пористости на основе анализа керна

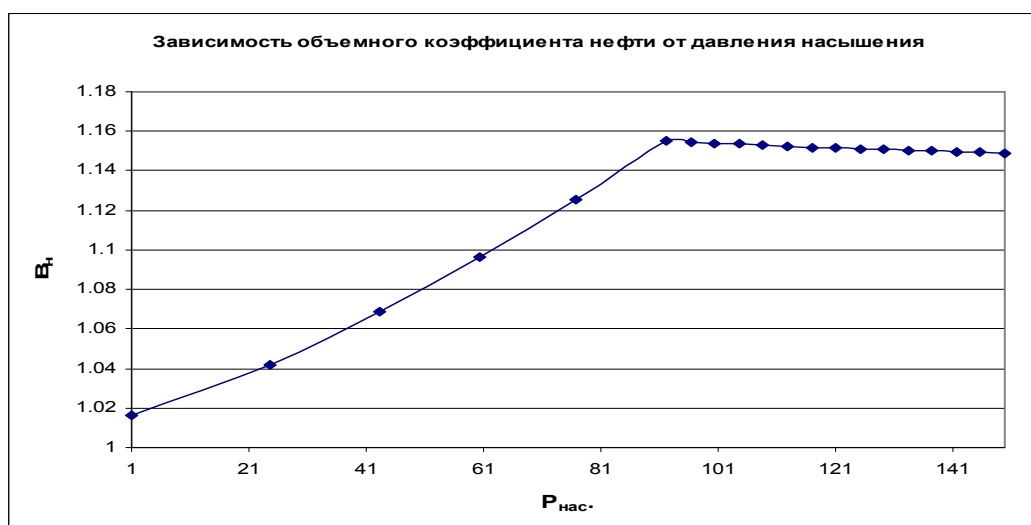
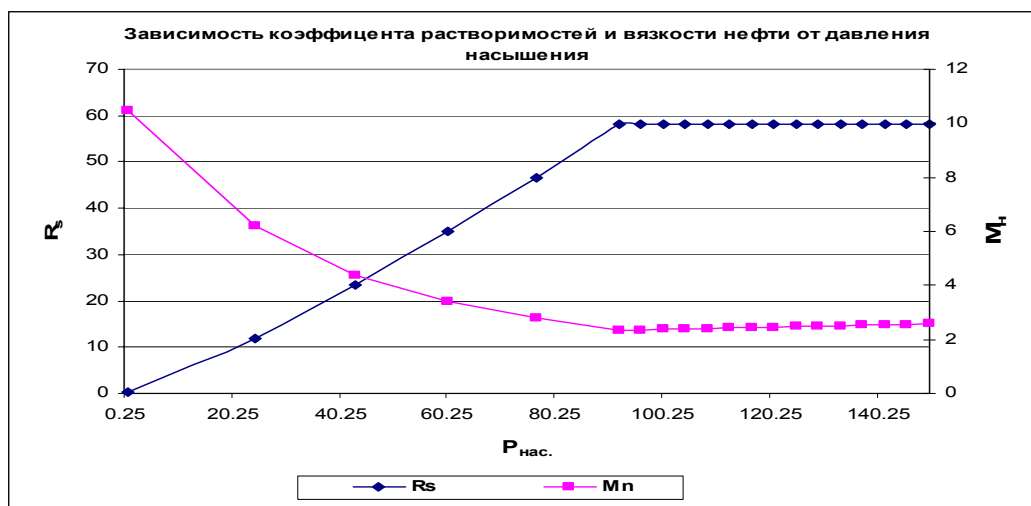


Рис. 7. Данные по PVT

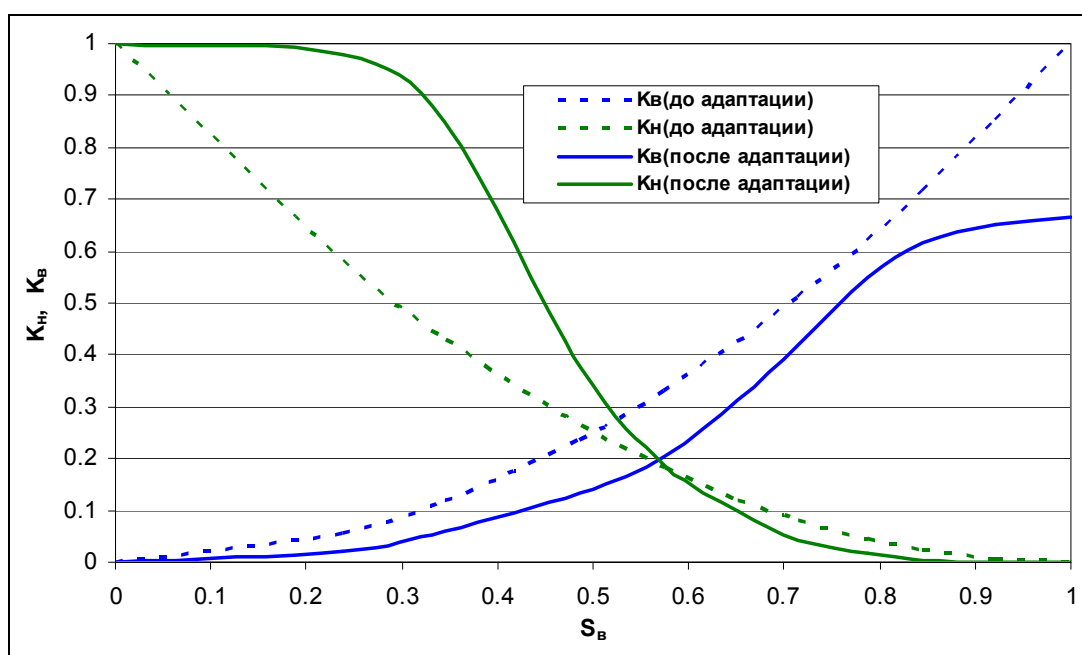


Рис. 8. Относительные фазовые проницаемости для воды и нефти

Далее сопоставляется характер изменения накопленных отборов по отдельным фазам, корректируются PVT свойства, ОФП, если это необходимо. При адаптации модели были использованы данные фактической эксплуатации объекта за 40 лет. Результаты расчетов показаны на рисунках 9 и 10, где даны основные технологические показатели разработки участка по годам в течение периода истории разработки.

На рис. 11 дано сопоставления расчетных и фактических значений средневзвешенных пластовых давлений в процессе разработки. Хорошая согласованность результатов фактических и расчетных значений показателей разработки исходного и адаптированного вариантов позволяет определиться в функциях относительных фазовых проницаемостей, трендовые зависимости которых от водонасыщенности имеют вид (рис 8):

$$f_H(s) = 0,9956 + 3,4247S_g - 19,03S_g^2 + 24,047S_g^3 - 9,4354S_g^4$$

$$R^2 = 0,9942$$

$$f_o(S) = -3,1302S_g + 31,965S_g^2 - 117,9S_g^3 + 205,32S_g^4 - 165,19S_g^5 + 49,597S_g^6$$

$$R^2 = 0,9994.$$

Адаптация модели к условиям пласта и истории его разработки производится с помощью минимизируемых критериев качества (Закиров, 1997):

$$J(u^r) = \sum_{j=1}^N \left[ (\tilde{P}_{рас} - \tilde{P}_{фак})^2 + C_S (S_{в рас}^j - S_{в фак}^j)^2 + C_k (\tilde{K}_{рас} - \tilde{K}_{фак})^2 + C_\phi (\tilde{\Phi}_{рас} - \tilde{\Phi}_{фак})^2 + C_q (\tilde{Q}_{рас} - \tilde{Q}_{фак})^2 \right] \Rightarrow \min$$

Здесь  $j$  – номер замера на скважине;  
 $N$  – количество проведенных замеров;  
 $\tilde{P}_{рас}, \tilde{P}_{фак}$  – среднее расчетное и фактическое пластовые давления в залежи в момент времени  $t$ ;  
 $\tilde{K}_{рас}, \tilde{K}_{фак}$  – среднее расчетное и фактическое значения коэффициента проницаемости в залежи;

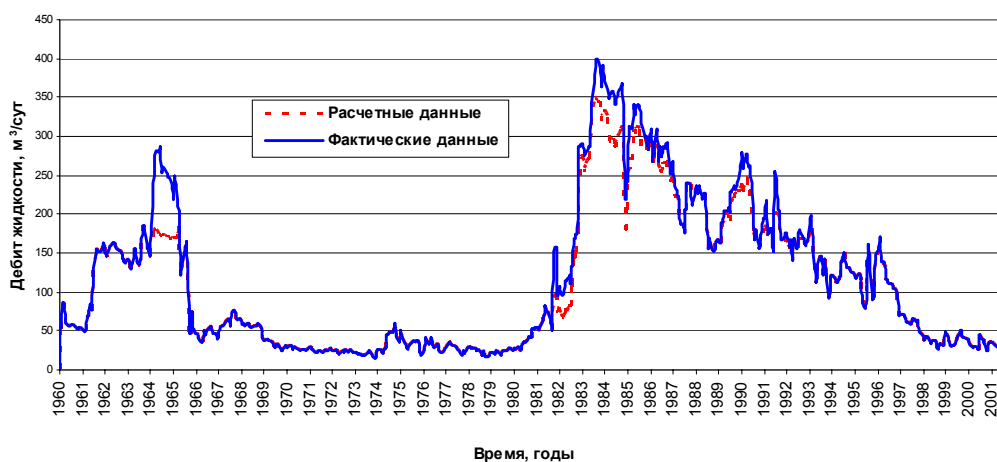


Рис. 9. Сопоставление фактических и расчетных дебитов

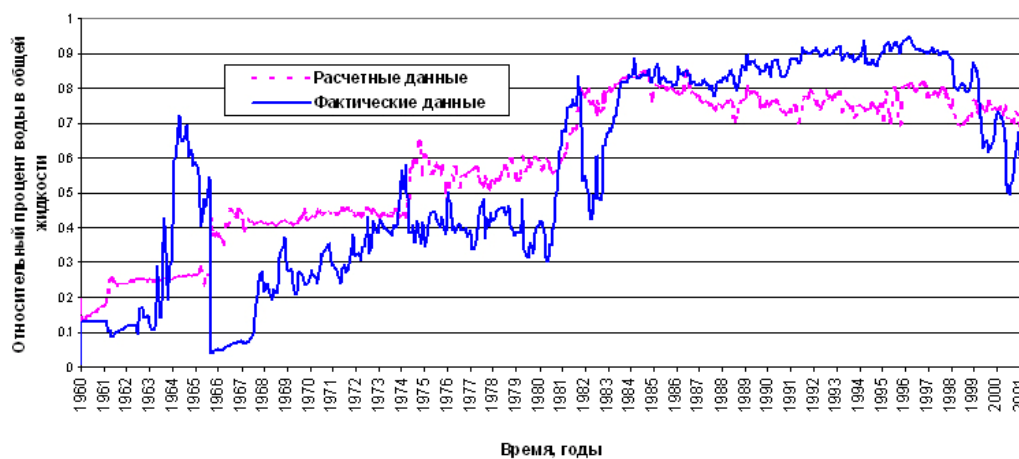


Рис. 10. Изменения относительного процента воды в общей жидкости

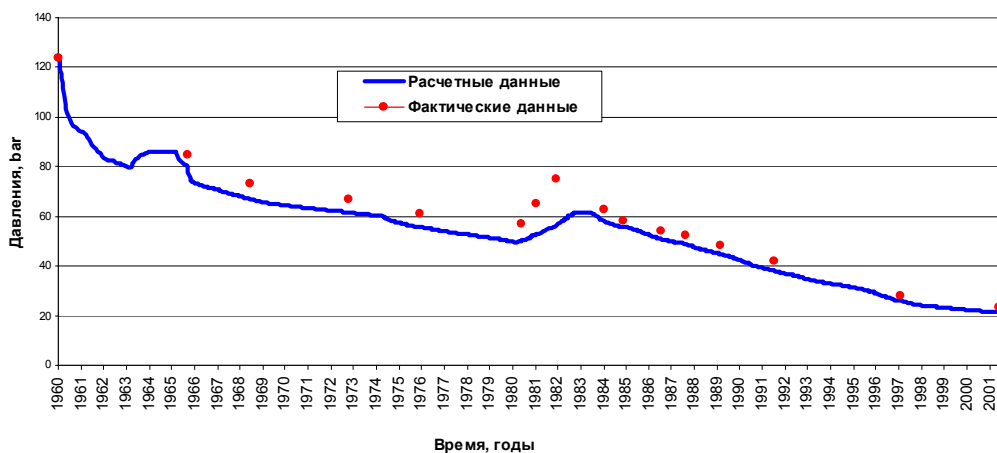


Рис. 11. Сопоставление фактических и расчетных средних пластовых давлений

$\tilde{\Phi}_{рас}, \tilde{\Phi}_{фак}$  – среднее расчетное и фактическое значения порового объема;

$S_v^j, Q_v^j$  – водонасыщенность призабойной зоны и дебит по воде на момент проведения  $j$ -го замера на скважине.

Индексы  $рас$  и  $фак$  обозначают расчетное и фактическое,  $C_k, C_f, C_s, C_q$  – нормирующие множители.

Через  $u'$  обозначен вектор управляющих параметров.

В качестве управляющих параметров выступают следующие;

1. Коэффициент пористости пласта;
2. Коэффициент проницаемости пласта;
3. Пороги подвижности для нефти  $S_H$  и воды  $S_w$ ;
4. Параметры относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, как коэффициентов нефте-водонасыщенности.

Отметим, что в случаях отсутствия по различным причинам исследований, позволяющих определять текущие параметры по каждому отдельному пласту, предлагается проводить адаптацию истории разработки месторождений для фиктивных параметров, но с относительно коротким временем прогнозирования, обеспечивающим надежную точность.

Таким образом, в условиях неполноты, нечеткости исходной геологической и промысловой информации рассмотренный вариант математического моделирования многофазных фильтрационных процессов в многопластовых месторождениях дает возможность целенаправленно и эффективно уточнять гидродинамические модели, корректировать систему разработки на каждом этапе познания залежи с целью улучшения прогнозирования технико-экономических показателей добычи и повышения коэффициентов углеводородоотдачи пластов.

## ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., ИБРАГИМОВ, Т.М., МАМИЕВ, В.С., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 2000. Об адаптации гидродинамических моделей углеводородных залежей по данным истории разработки. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 3 –5.
- АБАСОВ, М.Т., ПАЛАТНИК, Б.М., ЗАКИРОВ, И.С. 1990. Идентификация функций относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации. *Доклады Академии Наук СССР, геология*, 312, 4.
- АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 408.
- БАБЕ, Г.В., БОНДАРЕВ, А.Ф. и др. 1980. Идентификация моделей гидравлики. Наука. Новосибирск. 159.
- БУЛЫГИН, В.Я., БУЛЫГИН, Д.В. 1990. Имитация разработки залежей нефти. Недра. Москва. 224.
- ДАХНОВ, В.Н. 1975. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Недра. Москва. 344.
- ЗАКИРОВ С.Н., ВАСИЛЬЕВ, В.И., ГУТНИКОВ, А.И. и др. 1984. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. Недра. Москва. 295.
- ЗАКИРОВ, И.С. 1997. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения. *Геология нефти и газа*, 11, 43-48.
- ЗАКИРОВ, Э.С. 2001. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. Москва. 302.
- КАНЕВСКАЯ Р.Д. 2002. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва – Ижевск. 139.
- КУЛИЕВ А.М., АЛЛАХВЕРДИЕВ В.Н. 1975. Определение параметров пласта по данным неустановившейся фильтрации в нем газированной нефти. *Изв. АН Азерб., сер. Наук и Земле*, 1, 46-51.
- МАСКЕТ М. 1953. Физические основы технологии нефти. Гостоптехиздат, Москва. 606.
- МИРЗАДЖАНЗАДЕ, АХ., ХАСАНОВ, М.М., БАХТАЗИН, Р.Н. 2004. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Москва – Ижевск. 367.
- ПАЛАТНИК, Б.М., ЗАКИРОВ, И.С. 1990. Идентификация параметров газовых залежей при газовом и водонапорном режимах разработки. ВНИИЭ – газпром. Москва. 37.
- ХАЙРУЛЛИН, М.Х. 1996. О решении обратных коэффициентных задач фильтрации многослойных пластов методом регуляризации. *ДАН РАН*, 347, 1, 103-105.