



УДК 514.763.8:622.241.83:912.43:551.7:001.891.54

## Методика расчета карт статического пластового давления с учетом геологических особенностей месторождения

A Method for Shut-in Pressure Field Modeling for Heterogeneous Oil Reservoirs



В.В. Баушин



Е.И. Калинин

Предложен алгоритм расчета статического пластового давления, учитывающий геологическое строение месторождения, показатели разработки и известные замеры пластового давления в скважинах. Алгоритм основан на восстановлении статического пластового давления из предварительно рассчитанного динамического давления путем симуляции остановки скважин или арифметического осреднения.

**Ключевые слова:** моделирование разработки месторождения, пластовое давление, карта изобар.

An algorithm for shut-in pressure field computation is described. The method takes into account detailed geologic structure of the formation and known flow rate or bottom hole pressure of active wells. Shut-in pressure field is obtained from the computed instant reservoir pressure using time-dependent simulation of wells shutoff or arithmetic averaging.

**Key words:** oil reservoir modeling, reservoir pressure, shut-in pressure field.

**В.В. Баушин**  
baushinv@mail.ru  
**Е.И. Калинин**, к.ф.-м.н.  
kalininei@yandex.ru

V.V. Baushin, E.I. Kalinin

Карты статического пластового давления являются основной характеристикой текущего энергетического состояния нефтеносного пласта и используются для оценки и уточнения дренируемых запасов. На практике такие карты строятся путем линейной интерполяции известных замеров статического давления в отдельных скважинах [1], [2]. Изобары, полученные таким способом, не отражают геологических особенностей пласта (наличия разломов, неоднородности распределения проницаемости и т.д.). Кроме того, замеры статического давления требуют длительной остановки скважин (до

нескольких дней), поэтому производятся нерегулярно, а зачастую и вовсе отсутствуют. Современные детальные методы расчета пластовых давлений, основанные на 3D-моделировании [3], требуют наличия актуальной гидродинамической модели месторождения, а для проведения вычислений необходимы значительные вычислительные мощности.

В настоящей статье предложен метод двумерного моделирования статического пластового давления, основанный на численном решении нестационарного уравнения пьезопроводности для симуляции отключения всех действующих

скважин. В качестве начального условия такой симуляции используется динамическое пластовое давление, которое, в свою очередь, рассчитывается в результате решения стационарного уравнения фильтрации с учетом текущих показателей разработки. При этом известные актуальные замеры статических давлений используются для адаптации модели. Использование физически обоснованных соотношений для расчета искомых полей дает возможность учесть все фильтрационно-емкостные характеристики месторождения.

Для решения дифференциальных уравнений применяется метод конечных элементов на неструктурированных сетках, позволяющий точно обрабатывать криволинейные границы расчетной области, линии разломов и горизонтальные скважины.

## МЕТОД РАСЧЕТА

### Область расчета

Нефтяной пласт описывается двумерной областью  $\Omega$  с заданными на нем полями эффективной толщины пласта  $h$  и проницаемости  $k$  (рис. 1). В зависимости от физической природы границы пласта делятся на сегменты видов  $\gamma^1$  – границы, на которых поддерживается постоянное (начальное) пластовое давление,  $\gamma^2$  – непротекаемые границы и  $\gamma^3$  – внутренние границы, соответствующие непротекаемым и полупротекаемым разломам.

Внутри области  $\Omega$  расположены вертикальные и горизонтальные скважины. На скважинах типа  $w^q$  известен постоянный объемный расход  $q$  жидкости (положительный для добывающих скважин и отрицательный для нагнетающих); на скважинах  $w^r$  задано постоянное забойное (динамическое) давление  $p^r$ , а скважины  $w^\alpha$  соответствуют скважинам с известным статическим пластовым давлением  $p^\alpha$ .

### Определяющие уравнения

Распределение динамического пластового давления  $p^r$  подчиняется классическому уравнению пьезопроводности, осредненному по эффективной толщине:

$$m\beta h \frac{\partial p^r}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left( \sigma \frac{\partial p^r}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \sigma \frac{\partial p^r}{\partial y} \right) + \alpha (p^r - p_0) = 0. \quad (1)$$

Коэффициенты пористости  $m$  и общей сжимаемости  $\beta$  определяют упругие свойства пласта. Коэффициент гидропроводности  $\sigma = k \cdot h / \mu$  зависит от общей вязкости  $\mu$ , которая, в свою очередь, зависит от компонентного состава пластовой жидкости. Для однофазной модели можно положить ее константой, в двухфазной (нефть – вода) модели она равна среднему гармоническому от вязкости воды  $\mu_w$  и нефти  $\mu_o$  с весовыми функциями (относительными фазовыми проницаемостями)  $k_w(s)$ ,  $k_o(s)$ , зависящими от водонасыщенности  $s$  в точке:

$$\mu(s) = \frac{1}{k_o(s)/\mu_o + k_w(s)/\mu_w}.$$

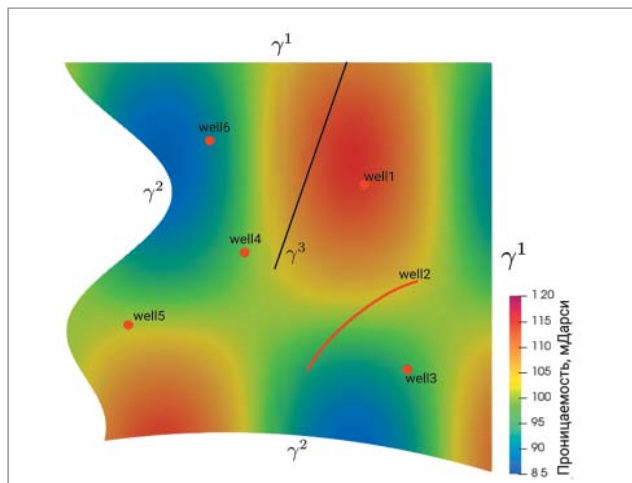


Рис. 1. Поле расчета

Последнее слагаемое в уравнении (1) характеризует отток жидкости за подошву пласта. Давление  $p_0$  соответствует гидростатическому давлению, а коэффициент  $\alpha$  – это скорость оттока при единичном отклонении  $p^r$  от гидростатического.

Вычисление поля статического пластового давления  $p^\alpha$  осуществляется на основе известного  $p^r$  с помощью функционала  $p^\alpha = \mathcal{A}(p^r)$ . Вид этого функционала зависит от выбранной методики расчета. В простейшем случае статическое давление вычисляется как средневзвешенное по объему на некотором выбранном радиусе  $\mathcal{R}$ . Более точная методика предполагает моделирование отключения всех работающих скважин на некоторое время  $T$ , за которое прискважинное забойное давление успеет опуститься до пластового. Для этого необходимо решить нестационарное уравнение (1), используя найденное поле динамического давления  $p^r$  в качестве начального условия и условия  $q=0$  на границах всех скважин.

Граничные условия можно сформулировать в виде

$$\begin{aligned} \gamma^1: p^r &= p_0; \\ \gamma^2: \partial p^r / \partial n &= 0; \\ \gamma^3: -\sigma \partial p^r / \partial n &= M(p^+ - p^-); \\ w^\alpha: p^\alpha &= P^\alpha; \\ w^r: p^r &= P^r; \\ w^q: -h \int (\sigma \partial p^r / \partial n) \partial \gamma &= q. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь  $P^\alpha$  и  $P^r$  – заданные осредненные и забойные давления на скважинах, а  $M$  – проводимость трещины (скорость поперечного перетока при единичном перепаде давлений на двух сторонах трещины  $p^+ - p^-$ ).

### Алгоритм решения

Расчет поля осредненного давления осуществляется в два этапа:

1. Сначала в результате решения уравнения (1) определяется динамическое давление  $p^r$ . При этом для упрощения вычислений из уравнения отбрасывается первое слагаемое, то есть давление  $p^r$  определяется

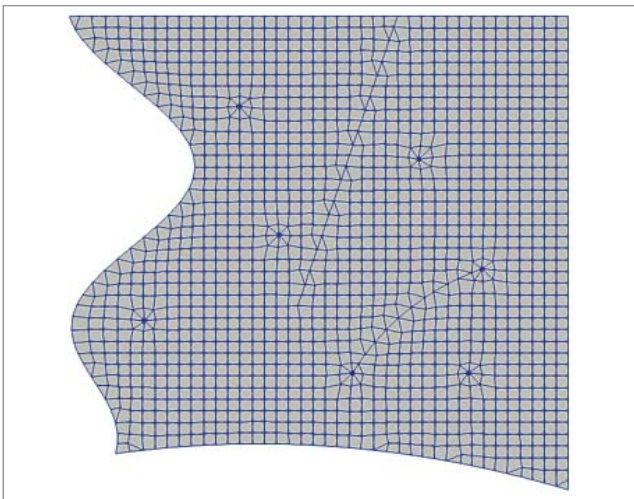


Рис. 2. Конечно-элементная сетка

в предположении несжимаемого пласта. Такое упрощение справедливо в случае, если пласт работает в установившемся режиме.

2. Затем для нахождения статического давления  $p^\alpha$  к найденному полю применяется функционал  $\mathcal{A}$ , соответствующий выбранной методике расчета.

Основная трудность такого подхода заключается в том, что граничные условия (2) для границ типа  $w^\alpha$  сформулированы для осредненных давлений, что делает невозможным их применение для нахождения  $p^r$  на первом этапе расчета.

Зададимся набором значений  $P_i^r$  – забойных давлений на скважинах типа  $w^\alpha$ , произведем вычисление по вышеописанному алгоритму, используя  $P_i^r$  как граничные значения на  $w^\alpha$  и запишем среднеквадратичное отклонение полученных осредненных давлений на границах  $w^\alpha$  от заданных значений  $P^\alpha$ :

$$\mathcal{F}(P^r) = \sum_{j=1}^n (\mathcal{A}(p^r; P_i^r)|_{w_j^\alpha} - P_j^\alpha)^2. \quad (3)$$

Здесь  $n$  – количество всех скважин с заданными статическими пластовыми давлениями. Решение, удовлетворяющее исходным граничным условиям (2), будет соответствовать значению  $\mathcal{F}=0$ . Поэтому неизвестные параметры  $P_i^r$  будем подбирать путем минимизации (3).

В случае если количество скважин с заданным статическим давлением  $P^\alpha$  невелико, минимум функционала (3) может быть найден точно. Для этого необходимо решить  $n$  прямых задач с граничными условиями  $P_i^r = \delta_i^j, j \in \overline{1, n}$  на скважинах  $w^\alpha$  и однородными условиями на всех остальных границах, получив таким образом базисные поля  $b_j$ . Если в (2) присутствуют неоднородные граничные условия, то их необходимо учесть при вычислении базиса  $b_0$ , дополнив постановку условиями  $P_i^r=0$ . Поскольку уравнение (1) и функционал осреднения  $\mathcal{A}$  линейны, итоговое поле  $p^\alpha$  будет равно линейной комбинации

$$p_\alpha(x, y) = \sum_{j=1}^n a_j b_j(x, y) + b_0(x, y),$$

коэффициенты которой  $a_j$  определяются путем решения системы линейных уравнений  $p^\alpha(w_i^\alpha) = P_i^\alpha, i \in \overline{1, n}$ .

В общем случае функционал (3) может быть минимизирован любым универсальным методом оптимизации (алгоритмом Левенберга – Марквардта, Нелдера – Мида и т.п.).

Отметим, что при работе с реальными месторождениями на скважинах с имеющимися замерами пластового давления доступна также информация о показателях их работы (дебит, забойное давление), которая никак не была учтена при постановке задачи. Поэтому найденные в результате минимизации значения  $P_i^r$  и рассчитанные расходы могут отличаться от реальных данных. Если требуется привести эти значения в соответствие с реальными замерами, необходимо провести дополнительную адаптацию модели: глобальную (например, подбирая подходящее время ожидания  $T$ ) либо локальную (например, подбирая коэффициент оттока за подошву  $\alpha$  или значение проницаемости  $k$  вблизи скважин).

#### Расчетная сетка и пространственная аппроксимация

Для численного решения уравнения типа (1) используется метод конечных элементов. В этом методе значения аппроксимируемых функций задаются в узлах расчетной сетки, что позволяет учитывать граничные условия (2) (в том числе интегральное условие на границах  $w^q$ ) на матричном уровне.

Для расчетов используется неструктурированная сетка из треугольных и четырехугольных ячеек, точно воспроизводящая геометрию области  $\Omega$  и имеющая сгущение около вертикальных скважин для отражения логарифмических особенностей функции  $p^r$  (рис. 2).

Порядок конечноэлементных базисных функций, используемых для пространственной аппроксимации уравнения (1), зависит от требуемых характеристик решения: при одной и той же вычислительной размерности сеточной задачи крупные элементы высокого порядка дают более точное решение, но понижают уровень детализации заданной области по сравнению с мелкими линейными элементами.

#### ПРИМЕР РАСЧЕТА

На рис. 3 приведены результаты расчета полей давления (слева – динамическое давление  $p^r$ , справа – статическое давление  $p^\alpha$ ) для модельного пласта, геометрия которого представлена на рис. 1. Для расчетов использовались следующие условия на скважинах:

$$\begin{aligned} \text{well1} \in w^r : P^r &= 23 \text{ МПа}, & \text{well2} \in w^q : q &= 500 \text{ м}^3/\text{сут}, \\ \text{well3} \in w^\alpha : P^\alpha &= 20,8 \text{ МПа}, & \text{well4} \in w^r : P^r &= 24 \text{ МПа}, \\ \text{well5} \in w^\alpha : P^\alpha &= 19,6 \text{ МПа}, & \text{well6} \in w^\alpha : P^\alpha &= 19,8 \text{ МПа} \end{aligned}$$

В качестве начального пластового давления использовалось значение  $p_0=20$  МПа, время остановки скважин – 1 сутки. График изменения пластового давления на скважинах приведен на рис. 4.

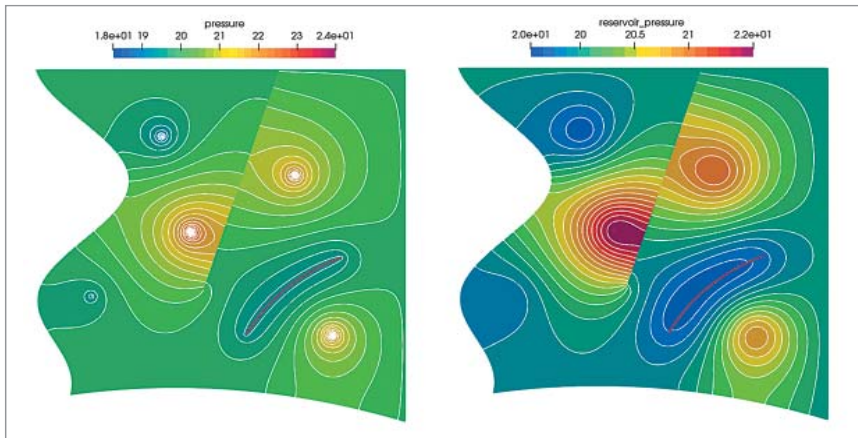


Рис. 3. Рассчитанная карта статического  $p^a$  (а) и динамического  $p^d$  (б) пластовых давлений

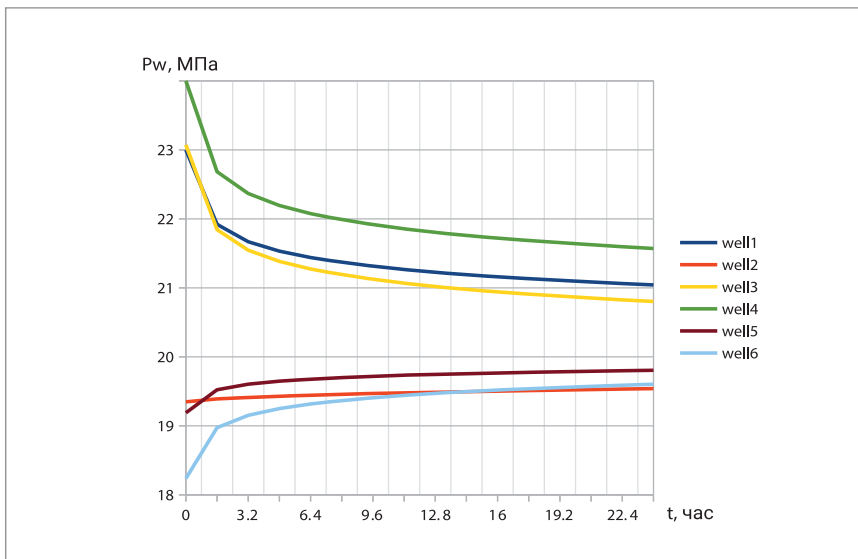


Рис. 4. Изменение давления в скважинах при симуляции остановки работы скважин

Полученные результаты в целом отражают физические особенности моделируемого процесса: на карте динамических статических давлений

видны выраженные логарифмические воронки депрессии, которые сглаживаются на карте статических давлений (справа); изо-

бары входят в непроницаемые границы области и разлом под прямым углом; горизонтальная скважина просаживает пластовое давление заметно сильнее, чем вертикальная со сходным забойным давлением; изобары забойных давлений точно огибают горизонтальную скважину, в то время как изобары пластовых давлений могут ее пересекать, что связано с неоднородностью поля проницаемости вдоль траектории ствола.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей статье предложена методика расчета статического пластового давления в пласте, основанная на конечноэлементном решении двумерного уравнения проницаемости и учитывающая фильтрационные и геологические свойства месторождения: проницаемость, пористость, сжимаемость породы, текущее распределение запасов, наличие проницаемых и полупроницаемых разломов. Статическое пластовое давление вычисляется из предварительно рассчитанного динамического либо с помощью арифметического осреднения (упрощенная модель), либо путем решения нестационарного уравнения диффузии (симуляция отключения скважин). При этом в методике не используются приближенные аналитические оценки пластового давления в работающих скважинах, а соответствие показателей разработки скважин и их пластового давления определяется в результате минимизации специального функционала.

### Литература

1. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.
2. Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.: Тверь, 2003.
3. Построение карты изобар для многопластовых залежей / С.А. Кирсанов, А.И. Пономарев, А.В. Меркулов, Т.В. Сопнев, З.У. Мурзалымов, Р.Л. Кожухарь // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 4–12.