

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ
УРАВНЕНИЯ
И

ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ

№ 1, 2023

Электронный журнал,
рег. Эл № ФС77-39410 от 15.04.2010
ISSN 1817-2172

<http://diffjournal.spbu.ru/>
e-mail: jodiff@mail.ru

Фильтрация и идентификация

Идентификация коллекторских свойств релаксационно-деформируемого газового пласта на основе данных истории разработки

Фейзуллаев Х.А.^{1,*}, Халилов М.С.^{2,**}, Казымов Б.З.^{3,***}

¹SOCAR, Нефтегазовый научно-исследовательский проектный институт

²Бакинский государственный университет

³Институт нефти и газа Национальной академии наук Азербайджана

* feyzullayevxasay@gmail.com

** khalilov_mubariz@mail.ru

*** bunyadkazymov1969@gmail.com

Аннотация. Повышение эффективности разработки залежей нефти и газа прямо связано с надежностью реализуемого проекта разработки, характеризующейся его полной адекватностью к пластовым условиям. Такая адекватность при проектировании разработки залежей нефти и газа чаще всего обеспечивается за счет обеспечения всесторонней информативности реализуемой гидрогазодинамической модели пласта даже при недостаточном объеме информации о физико-геологических характеристиках модели. В силу большой разнообразности этих характеристик, оказывающих непосредственное влияние на показатели разработки, и необходимости их известности за период процесса разработки залежей, указанная адекватность реализуемого проекта разработки устанавливается использованием эффективных алгоритмов, максимально учитывающих эти стороны обеспечения всесторонней информативности реализуемой гидрогазодинамической модели пласта, одним из которых является алгоритм идентификации. Осуществление этого алгоритма позволяет идентифицировать физико-геологические характеристики реализуемой гидрогазодинамической модели пластовой системы, используя данные разработки залежи за предыдущие периоды (по данным истории разработки). Учитывая вышесказанное, в статье предложена методика идентификационного определения по данным истории разработки фильтрационно-емкостных параметров релаксационно-деформируемого пласта на основе модели фильтрации реального газа при газовом режиме. Эта методика позволяет смоделировать изменения (осуществлять идентифицированное определение) проницаемости и

пористости во всех точках релаксационно-деформируемого газового пласта, а также получить соответствующую газодинамическую прогнозную модель разработки.

Ключевые слова: пористость, проницаемость, релаксация, реальный газ, идентификация

1. Введение

Вопросы повышения углеводородоотдачи и эффективности разработки залежей нефти и газа во многом связаны с умением правильного построения гидрогазодинамической модели пласта при недостаточном объеме информации об их физико-геологических характеристиках, которое основывается на решении обратных задач. Идентификация коллекторских свойств на основе данных истории разработки залежи - это тип обратной задачи, в которой наблюдаемое поведение коллектора в процессе разработки залежи используется для оценки переменных соответствующей модели, описывающей это поведение [1-4]. Комплексные и конкретные задачи идентификации параметров по данным истории разработки исследовались во многих работах [3-10]. Работы [3,4] посвящены в общем плане рассмотрению методов решения обратных задач принятия решения в нефтепромысловой механике в условиях недостаточности информации. В работе [5] решена задача определения проницаемости пласта путем сопоставления данных по замеренным давлениям в случае однофазного потока. В работе [6] для трехмерного случая задачи анализа и регулирования разработки, а также задачи создания взаимного соответствия геологической и гидродинамической модели залежи (upscaling) исследуются с использованием современных методов теории оптимального управления, где основное внимание уделяется решению задач определения физико-геологических характеристик залежи. В работе [7] предлагается методика идентификационного определения фазовых проницаемостей коллектора на основе данных разработки газоконденсатной залежи. В [8] приводится обзор проблемы оптимизации многофазного потока через пористые среды, где большая часть посвящена комплексному анализу методов решения соответствующих обратных задач. В работе [9] приводится обзор ключевых моментов при идентификации коллекторских свойств пласта по данным истории разработки, включая и достижения по методам расчета коэффициентов чувствительности и количественной оценки неопределенности. В работе [10] исследована задача определения, на основе идентификационного подхода (по данным о замеренных забойных давлениях в скважинах), проницаемости и пористости пластов с учетом их изменения в зависимости от давления. Идентификационные модели учета данных истории разработки залежей на основе геостатистических данных рассмотрены в работе [11], где предложен подход для геостатистически согласованного сопоставления трехмерных гидродинамических и геологических моделей. В этом подходе используется алгоритм оптимизации, основанный на идентификации параметров геостатистической модели.

В связи с тем, что задача идентификационного определения коллекторских свойств пластов в случае неупругих деформаций горных пород до сих пор еще не исследовалась как в этих, так и в других подобных работах, данная статья посвящается к разработке соответствующей методики решения задачи определения, по данным истории разработки, коллекторских свойств (проницаемости и пористости) газового пласта, горные породы которых деформируются с релаксацией.

2. Постановка задачи и ее решение

Известно, что коллекторы нефти и газа глубоких залежей в процессе извлечения их запасов по мере снижения пластового давления под действием горного давления могут подвергаться неупругим (релаксационным и ползучим) деформациям, количественным и качественным образом сильно отличающимся от случая упругой деформации [12]. Учет этих явлений позволит

повысить точность и надежность методов определения технологических показателей разработки таких месторождений. Следовательно, возникает необходимость к построению газодинамической модели фильтрации, адекватно согласующейся с процессом разработки залежи в условиях неупругих деформаций горных пород.

С целью построения для случая газодинамической модели релаксационно-деформируемого газового пласта при фильтрации газа в нем, рассмотрим задачу о фильтрации реального газа к центральной скважине радиусом r_c , вскрывшей пласт мощностью h и работающей с расходом $q_r(t)$ круговом пласте с радиусом R_k .

Система уравнений, описывающая процесс фильтрации реального газа в релаксационно-деформируемом пласте имеет вид [2,12]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left(\frac{k(p)p\beta}{\mu_r(p)z(p)p_{\text{атм}}} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right\} = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ m(r,t) \left(\frac{p}{z(p)} \right) \right\}, \quad r \in (r_c, R_k), \quad t > 0 \quad (1)$$

$$m = m_0 e^{-\frac{t}{\tau_m}} + \frac{m_0}{\tau_m} \int_0^t e^{-\frac{t-\tau}{\tau_m}} e^{\beta_c(p-p_0)} d\tau \quad (2)$$

где $p(r,t)$ - давление; $m(r,t)$ - пористость; $k(p)$ - проницаемость; p_0 - начальное пластовое давление; $p_{\text{атм}}$ - атмосферное давление; β и $z(p)$ - коэффициенты соответственно температурной поправки и сверхсжимаемости газа; $\mu_r(p)$ - вязкость газа; m_0 - начальная пористость; τ_m - время релаксации пористости; β_c - упругая сжимаемость горной породы; t - время.

Начальное и граничное условия имеют вид:

$$p(r,t)|_{t=0} = p_0, \quad r \in (r_c, R_k) \quad (3)$$

$$2\pi r h \left(\frac{k(p)p\beta}{\mu_r(p)z(p)p_{\text{атм}}} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = q_r(t), \quad t > 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = 0, \quad r \in (r_c, R_k) \quad (5)$$

Предположим, что проницаемость пласта зависит от давления следующим образом [7]:

$$k(p) = k_0 e^{\alpha_k(p-p_0)} \quad (6)$$

где k_0 - начальное значение проницаемости; α_k - коэффициент, учитывающий изменение проницаемости в зависимости от давления.

Отметим, что поставленная газодинамическая задача для ее разрешимости требуют знание коллекторских свойств релаксационно-деформируемого газового пласта, в первую очередь, проницаемости и пористости пласта, так как входящие в их выражения (5) и (6) коэффициенты τ_m , β_c и α_k в общем случае являются неопределенными. Значения коэффициентов β_c и α_k приходится подобрать из соответствующих таблиц в справочниках о коллекторских свойствах пород пластов, а с целью определение времени релаксации пористости (τ_m) приходится провести отдельные исследования. Естественно что, определенные таким образом коэффициенты в совокупности могут вполне не соответствовать данному исследуемому процессу, и могут привести затрату много времени для получения адекватного и оперативного решения. С этой

точки зрения, с целью достоверного моделирования процесса фильтрации газа к скважине в релаксационно-деформируемом пласте ставится задача параметрической идентификации коллекторских характеристик, которая по существу состоит в определении, в первую очередь, неизвестных параметров (коэффициентов) зависимостей для проницаемости и пористости пласта по данным истории его разработки. Заметим, что при заданных для параметров τ_m , β_c и α_k любых значений, определяемые из решения задачи (1)-(6) технологические показатели, например, такие как пластовое и забойное давление, определяют лишь свои теоретические (приближенные) значения, вполне не соответствующие к своим истинным значениям. Однако эти теоретические значения могут служить основой для решения задач по параметрической идентификации коллекторских свойств пласта при известных фактических данных этих показателей.

Таким образом, для построения газодинамической модели фильтрации газа в релаксационно-деформируемом пласте приходим к следующей задаче минимизации: требуется найти такие значения коэффициентов $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ которые позволяют минимизировать значение функционала

$$J(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3) = \int_0^T [p(r_c, t) - p_c(t)]^2 dt + \varepsilon(\alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2) \rightarrow \min \quad (7)$$

где $p(r_c, t)$ - расчетное значение забойного давления скважины (определяются по решению задачи (1)-(6) при заданных значениях $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$); $p_c(t)$ - фактические значения забойного давления; T - текущее время эксплуатации скважины; $\varepsilon > 0$ - параметр регуляризации [13].

Заметим, что добавление первому интегральному члену функционала J второго члена $\varepsilon(\alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2)$ позволяет из семейств значений α_1, α_2 и α_3 при осуществлении процедуру минимизации определить лишь одну тройку значений $(\alpha_1, \alpha_2$ и $\alpha_3)$, т.е. участие этого члена в функционале способствует получению единственного гарантированное решения для поставленной обратной задачи.

В (7) параметры α_1, α_2 и α_3 , соответствуют значениям α_k, τ_m и β_c .

В левой части уравнения (1) коэффициент при $\frac{\partial p}{\partial r}$ обозначим через $A(\alpha_1, p)$, а в правой части уравнения выражения под производной по t обозначим через $B(\alpha_2, \alpha_3, t, p)$. Тогда обратную задачу можно переформулировать следующим образом: найти минимум функционала (7) при ограничениях (8)-(10):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r A \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial B}{\partial t} = 0 \quad (8)$$

$$p|_{t=0} = p_0 \quad (9)$$

$$2\pi r h A \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = q_r(t) \quad (10)$$

$$\frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = 0$$

где $A(\alpha_1, p) = \frac{k_0 e^{\alpha_1(p-p_0)} p \beta}{\mu_r(p) z(p) p_{атм}}$, $B(\alpha_2, \alpha_3, t, p) = \frac{p}{z(p)} m(\alpha_2, \alpha_3, t, p)$,

$m(\alpha_2, \alpha_3, t, p) = m_0 e^{-\frac{t}{\alpha_2}} + \frac{m_0}{\tau_m} \int_0^t e^{-\frac{t-\tau}{\alpha_2}} e^{\alpha_3(p-p_0)} d\tau$.

Для применения к решению задачи итерационных методов градиентного спуска, сперва получим вид градиента функционала (7). Для этого, обе части уравнения (8) соответственно умножаем на пока произвольную функцию $\Psi(r, t)$, полученное выражение интегрируем по области $D = \{(r, t): r_c \leq r \leq R_k, 0 \leq t \leq T\}$ и прибавляем его к правой части функционала (7). Тогда получим:

$$J(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3) = \int_0^T [p(r_c, t) - p_c(t)]^2 dt + \iint_D \Psi(r, t) \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ rA \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial B}{\partial t} \right] dr dt + \varepsilon(\alpha_1^2 + \alpha_2^2 + \alpha_3^2) \quad (11)$$

Для вычисления приращения функции (11) задаемся приращениями переменных $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$, тогда $\alpha_i (i = 1, 2, 3)$ получают приращения $\Delta\alpha_i (i = 1, 2, 3)$, а давления - Δp .

Непосредственными математическими преобразованиями для их определение получим следующую задачу:

$$B_p \frac{\partial \Psi}{\partial t} = \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi}{r} \right) r A_p \right] \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi}{r} \right) r A \right] \quad (12)$$

$$\Psi(r, T) = 0 \quad (13)$$

$$\left(rA \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi}{r} \right) + 2(p(x, t) - p_c(t)) \right) \Big|_{r=r_c} = 0 \quad (14)$$

$$\left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi}{r} \right) r A \right] \Big|_{r=R_k} = 0 \quad (15)$$

где A_p и B_p - соответственно производные по p от A и B .

Заметим, что краевая задача (13)-(15) является сопряженной задаче (1)-(6). Для приращение функционала $J(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3)$ имеем следующее выражение:

$$\Delta J(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3) = \left\{ \iint_D \Psi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ rA_{\alpha_1} \frac{\partial p}{\partial r} \right\} dr dt + \int_0^T \Psi A_{\alpha_1} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} dt + 2\varepsilon\alpha_1 + \varepsilon\Delta\alpha_1 \right\} \Delta\alpha_1 - \left\{ \iint_D \Psi \frac{\partial B_{\alpha_2}}{\partial r} dr dt - 2\varepsilon\alpha_2 - \varepsilon\Delta\alpha_2 \right\} \Delta\alpha_2 - \left\{ \iint_D \Psi \frac{\partial B_{\alpha_3}}{\partial r} dr dt - 2\varepsilon\alpha_3 - \varepsilon\Delta\alpha_3 \right\} \Delta\alpha_3 + \eta \quad (16)$$

где $A_{\alpha_1}, B_{\alpha_2}$ и B_{α_3} - соответственно производные функций A и B по α_1, α_2 и α_3 ; η - бесконечно малая величина более высокого порядка, чем $\Delta\alpha = \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_2 + \Delta\alpha_3$.

На основе полученной формулы (16) для нахождения отыскиваемых параметров можно предложить следующую итерационную формулу метода градиентного спуска [13]:

$$\alpha_i^{n+1} = \alpha_i^n - \lambda_k \frac{\partial J}{\partial \alpha_i} \Big|_{(\alpha_1^n, \alpha_2^n, \alpha_3^n)}, i = 1, 2, 3 \quad (17)$$

где $n = 0, 1, \dots$ - номер итерации; $\lambda_k > 0$ - шаг градиентного метода;

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha_1} = \iint_D \Psi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r A_{\alpha_1} \frac{\partial p}{\partial r} \right\} dr dt + \int_0^T \Psi A_{\alpha_1} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} dt + 2\varepsilon \alpha_1$$

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha_2} = - \iint_D \Psi \frac{\partial B_{\alpha_2}}{\partial r} dr dt + 2\varepsilon \alpha_2 \tag{18}$$

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha_3} = - \iint_D \Psi \frac{\partial B_{\alpha_3}}{\partial r} dr dt + 2\varepsilon \alpha_3$$

Отметим, что при вычислении градиентов функционала по (18) для производных B_{α_2} и B_{α_3} функций B по α_2 и α_3 необходимо воспользоваться выражениями:

$$B_{\alpha_2} = \frac{p}{z(p)} m_{\alpha_2}(\alpha_2, \alpha_3, t, p), B_{\alpha_3} = \frac{p}{z(p)} m_{\alpha_3}(\alpha_2, \alpha_3, t, p),$$

где

$$m_{\alpha_2}(\alpha_2, \alpha_3, t, p) = \frac{m_0}{\alpha_2^2} \left(t \cdot e^{-\frac{t}{\alpha_2}} - \int_0^t e^{-\frac{t-\tau}{\alpha_2}} e^{\alpha_3(p-p_0)} d\tau \right) + \frac{m_0}{\alpha_2^3} \int_0^t (t-\tau) e^{-\frac{t-\tau}{\alpha_2}} e^{\alpha_3(p-p_0)} d\tau,$$

$$m_{\alpha_3}(\alpha_2, \alpha_3, t, p) = \frac{m_0}{\alpha_2} \int_0^t (p-p_0) e^{-\frac{t-\tau}{\alpha_2}} e^{\alpha_3(p-p_0)} d\tau.$$

Надо отметить, что математическая специфика решаемой задачи, в основном, заключается в получении окончательных формул для определения отыскиваемых трех параметров модели, которые выражаются через эти же параметры.

Алгоритм решения задачи по определению коллекторских свойств пласта по данным истории разработки заключается в следующем:

С использованием исходных величин коллекторских параметров, численно решается прямая задача (1)-(6) методом конечных разностей [1,14]. В результате находятся в разные времена разработки давления в разных точках пласта, в том числе и в скважине. Определяются зависимости от времени разницы фактических и найденных расчетных давлений в скважине. С использованием этих невязок между давлениями в скважине, решается сопряженная краевая задача (12)-(15). На основе результатов решения прямой задачи (1)-(6) и сопряженной краевой задачи (12)-(15), по формулам (18) определяются значения функциональных производных по отыскиваемым параметрам в разных точках пласта.

Применяя соответствующий метод минимизации по найденному градиенту J , строится соответствующее направление поиска, определяется шаг вдоль этого направления и уточняются коллекторские свойства пласта. На этом заканчивается первая итерация алгоритма решения обратной задачи, при этом вычисляется и величина функционала (7). С уточненными значениями емкостных и фильтрационных параметров, вновь решается прямая задача.

Находятся величины невязок забойных давлений на различные моменты времени. Решается сопряженная краевая задача. Определяются также значения функциональных производных. Вновь уточняются параметры пласта и рассчитывается значение функционала (7). Если значения функционала, найденные после окончания первой и второй итерации, различаются менее, чем на заданную величину погрешности δ , то решение обратной задачи считается завершенным. В противном случае, осуществляется переход к третьей итерации и т.д. В результате решения

обратной задачи уточняются значения коллекторских параметров, определяющих в рассмотренном случае проницаемость и пористость коллектора во всех элементарных ячейках пласта, которыми аппроксимируется рассматриваемый газовый пласт.

Отметим, что указанная процедура решения позволяет смоделировать изменения проницаемости и пористости во всех точках релаксационно-деформируемого газового пласта по найденным значениям коэффициентов, входящих в их формулы, а также получить соответствующей газодинамической прогнозной модели разработки.

3. Пример

Для апробации предлагаемой идентификационной методики было проведено ее обоснование на основе решения модельной задачи (1)-(6) в случае фильтрации газа к скважине в релаксационно-деформируемом пласте, когда заранее задаются значения параметров α_k , τ_m и β_c . Для теоретической модели задачи идентификации была выбрана гипотетическая модель газового пласта со следующими исходными данными:

$$p_0 = 40 \text{ МПа}, m_0 = 0,2, k_0 = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2, h = 10 \text{ м}, R_k = 1000 \text{ м}, \\ q_r = 0,25 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}, \varepsilon = 0,0001, \beta = 0,735, \beta_c = 2,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}, \\ \alpha_k = 0,01 \text{ МПа}^{-1}, \mu_r(p) = 0,0054(p/p_0)^2 + 0,0114(p/p_0) + 0,0105, \text{ МПа} \cdot \text{с}; \\ z(p) = -0,1845(p/p_0)^3 + 0,9458(p/p_0)^2 - 0,72(p/p_0) + 0,9972.$$

Для идентификации значений этих параметров по фактическим промысловым данным, значения забойных давлений скважины, полученные из решения задачи, принимались в качестве их фактические значения, измеряемых в промысловых условиях, а начальные приближенные значения определяемых параметров принимались равным нулю ($\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 10^{-4}$). Результаты расчетов показаны ниже в рисунках 1-3 и в таблице.

На рисунке 1 показана зависимость изменения значений функционала (в процентах) от числа итерации при определении значений параметров α_1 , α_2 и α_3 . Как видно из рисунка, при числе итерации $n = 10$ функционал (7) принимает минимальное значение, равное почти к нулю. Это соответствует значениям параметров α_1 , α_2 и α_3 к своим истинным природным значениям α_k , τ_m и β_c , принятым для них при решении теоретической задачи фильтрации газа к скважине в релаксационно-деформируемом пласте с параметрами $\alpha_k = 0,01 \text{ МПа}^{-1}$, $\tau_m = 5$ лет и $\beta_c = 0,0025 \text{ МПа}^{-1}$ (рис. 2 и 3).

В таблице приводятся теоретические значения забойного давления во времени соответствующие к различным числам итерации. Данные последнего столбца таблицы соответствуют фактическим значениям забойного давления скважины. Как видно, с ростом числа итераций теоретические значения забойного давления скважины приближаются к их принятым фактическим значениям. Малое различие значений забойного давления при первой и последней итерации объясняется с тем, что первое приближение для параметров α_1 и α_3 выбраны из мало отличающегося интервала, содержащего их точных значений, а несмотря на то, что для параметра α_3 было выбрано значение, относительно больше отличающийся чем его точного значения, однако влияние релаксационной деформации газового пласта на значения забойного давления, по сравнению с случаем принятия недеформируемости пласта, практически незначительно (в данном случае это соответствует случаю $\alpha_2 = 0$ и $\alpha_3 = 0$). Отметим, что релаксационная деформация горных пород на характеристики фильтрации практически ощутимое влияние оказывает только по сравнению с нелинейно-упругой деформации горных пород.

Таб. Изменение значений забойного давления во времени при различных числах итерации (в МПа)

t , годы	$n=0$	$n=2$	$n=4$	$n=6$	$n=8$	$n=10$
1	35,44	35,49	35,49	35,50	35,50	35,50
2	32,06	32,17	32,20	32,22	32,22	32,22
3	29,24	29,39	29,45	29,49	29,50	29,51
4	26,78	26,95	27,04	27,09	27,12	27,14
5	24,57	24,75	24,86	24,93	24,97	24,99
6	22,54	22,71	22,84	22,92	22,97	23,00
7	20,63	20,8	20,94	21,03	21,09	21,13
8	18,82	18,99	19,12	19,22	19,29	19,33
9	17,07	17,24	17,37	17,47	17,54	17,60
10	15,38	15,53	15,67	15,77	15,84	15,89
11	13,72	13,86	13,98	14,08	14,16	14,21
12	12,07	12,2	12,31	12,4	12,48	12,53
13	10,41	10,53	10,63	10,72	10,78	10,83
14	8,74	8,83	8,92	9,00	9,05	9,09
15	7,01	7,09	7,16	7,22	7,26	7,29
16	5,20	5,25	5,30	5,33	5,35	5,36
17	3,19	3,20	3,21	3,20	3,17	3,13

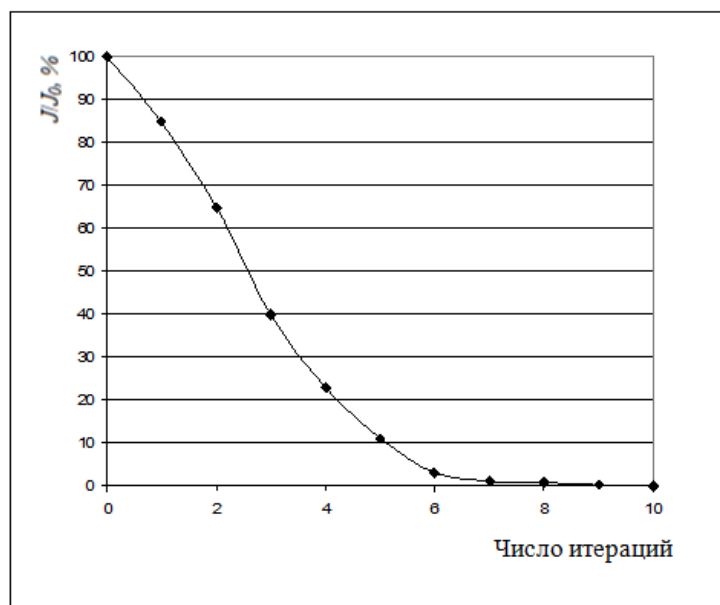


Рис.1. Зависимость изменения значений функционала (в процентах) относительно начального значения от числа итерации при определении значений параметров α_1 , α_2 и α_3

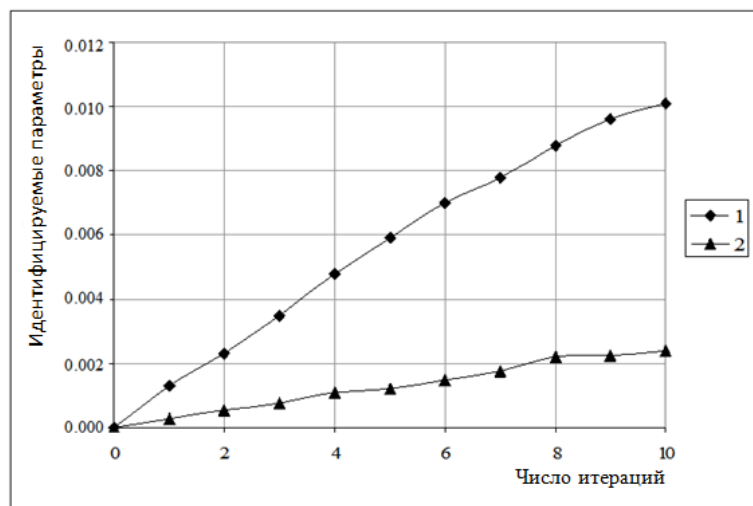


Рис.2. Значения определяемых параметров α_1 (1) и α_3 (2) (единица измерения: МПа⁻¹)

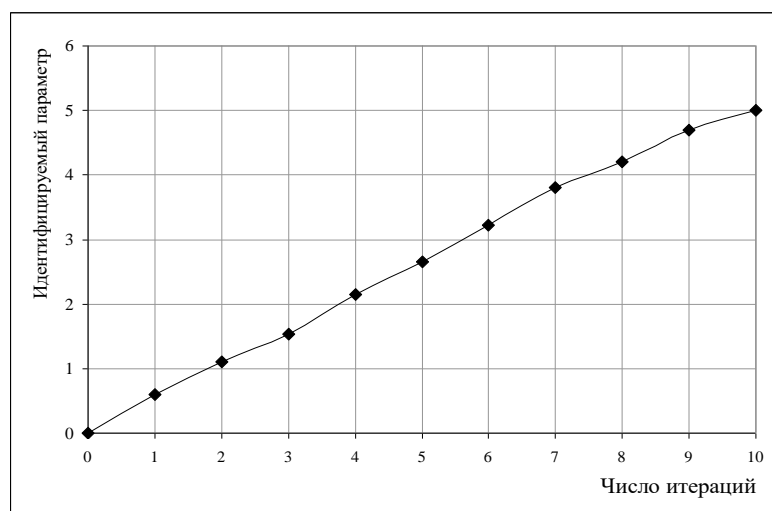


Рис.3. Значения определяемого параметра α_2 (единица измерения: год)

Сформулированная расчетная схема показывает приемлемость использования предлагаемой методики по определению величин α_k , τ_m и β_c , характеризующих фильтрационно-емкостные параметры, по данным истории разработки залежи.

4. Заключение

Предложена методика идентификационного определения проницаемости и пористости релаксационно-деформируемого пласта по данным истории разработки на основе модели фильтрации реального газа при газовом режиме. Методика в рамках определяемых параметров пласта обеспечивает адекватность реализуемой газодинамической прогнозной модели к реальным пластовым условиям. В качестве критерия оптимизации при нахождении указанных коллекторских свойств пласта принимается минимизация функционала квадратичной невязки расчетных и фактических забойных давлений скважины. В условиях неполноты и нечеткости исходной геологической и промысловой информации предлагаемый вариант математического моделирования фильтрационных процессов в газовых месторождениях дает возможность целенаправленно и эффективно уточнять гидродинамические модели, корректировать систему

разработки на каждом этапе освоения залежи с целью улучшения прогнозирования технико-экономических показателей добычи газа.

5. Литература

- [1] Фейзуллаев Х.А. Численное исследование задач теории нестационарной фильтрации газа и газоконденсатной смеси в пористой среде: дис. ...канд.тех. наук. Баку, 1992.
- [2] Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.
- [3] Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. М.-Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2004. 368 с.
- [4] Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N. Inverse Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. Cambridge: CambridgeUniversityPress, 2008. 394 p.
- [5] Chavent G., Lemmonier P., Dupuy M. History matching by use of optimal control theory // Society of Petroleum Engineers Journal. 1975. No 1. pp.74–86.
- [6] Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.:Грааль, 2001. 303 с.
- [7] Jalalov G.I., Guliyev H.F., Feyzullayev Kh.A., Damirov A.A. Parametrical identification of the filtration models of gas with condensed mixture // An International Journal Applied and computational mathematics. 2008.No 2.pp. 214–222.
- [8] Jansen J.D. Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media: a review //Computers & Fluids. 2011. is.1.pp. 40–51.
- [9] Oliver D., Chen Y. Recent progress on reservoir history matching: a review // Computational Geosciences. 2011. No.1. pp. 185–221.
- [10] Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Фейзуллаев Х.А. Идентификация параметров гидродинамической модели газоконденсатной залежи // Известия НАН Азербайджана.Науки о Земле. 2008. №2.С.78–90.
- [11] Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V., Shiriaev I.M., Anikeev D.P. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models // Doklady Earth Sciences. 2017. is.2. pp. 1120–1124.
- [12] Кулиев А.М., Казымов Б.З. Деформация горных пород и ее влияние на их фильтрационно-емкостные свойства и на процессы фильтрации и разработки месторождений нефти и газа. Баку: Элм, 2009. 88 с.
- [13] Васильев Ф.П. Методы решения экстремальных задач. М.: Наука, 1980. 400 с.
- [14] Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: пер. с английского. М.: Недра, 1982. 407 с.

Identification of collector properties of relaxation-deformable gas stratum based on the development history data

Feyzullayev Kh.A.^{1,*}, Khalilov M.S.^{2,**}, Kazymov B.Z.^{3,***}

¹SOCAR, Oil and Gas Research and Design Institute

²Baku State University

³Institute of Oil and Gas of the Azerbaijan National Academy of Sciences

* feyzullayevxasay@gmail.com

** khalilov_mubariz@mail.ru

*** bunyadkazymov1969@gmail.com

Abstract: A method of identification determination based on the history of the development of filtration-capacitance parameters of a relaxation-deformable stratum based on a model of filtration of real gas in the gas regime is proposed. This technique makes it possible to simulate changes in permeability and porosity at all points of a relaxation-deformable gas stratum, as well as to obtain an appropriate gas dynamic predictive development model. Minimization of the functional of the quadratic discrepancy of the calculated and actual downhole pressures of the well is accepted as an optimization criterion for finding reservoir properties of the stratum.

Keywords: porosity, permeability, relaxation, real gas, identification