

УТОЧНЕНИЕ ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
ЧИСТО ТРЕЩИНОВАТОГО ПЛАСТА
ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Джалалов Г.И., Мирзоева Д.Р.

Институт Нефти и Газа НАН Азербайджана
AZ1000, Баку, Азербайджан, ул.Ф.Амирова, 9

HYDROTHERMODYNAMIC SIMULATION CLARIFICATION OF A PURELY-FRACTURED STRATA
AT FILTRATION OF A GAS-CONDENSATE MIXTURE

Dzhalalov G.I., Mirzayeva D.R.

ANAS Institute of Oil and Gas

9 F.Amirov str., Baku, Azerbaijan, AZ1000

Keywords: temperature, identification, gas-condensate reservoir, heat and mass transfer, numerical algorithm

Summary. In management of development processes, it is important to take into account the relationship of thermodynamic and hydrodynamic phenomena in the reservoir and well, as well as each specific field. The thermal field of a fractured reservoir during field development is little studied. During development, the temperature change in the fractured reservoir will occur mainly due to convective heat transfer and heat exchange between the fluid moving through the fractures and the blocks. In most cases, the practice of oil production deals with multiphase flows. In this regard, it is relevant to study the features of non-stationary heat and mass transfer in the reservoir, taking into account phase transitions and thermodynamic effects in the flow of gas-condensate mixture and on this basis the development of a method for assessing the thermophysical and filtration parameters of the reservoir. Within the framework of models of non-stationary heat and mass transfer during non-stationary filtration of gas-condensate mixture under gas mode, the problem of identification of thermal and filtration properties of rocks in purely fractured medium is solved. The temperature change curves at the borehole bottom are used as the initial information. The sought parameters were specified on the basis of gradient procedures using the methods of optimal control theory. Based on the model, an algorithm was developed and a program for numerical simulation of non-stationary hydrodynamic processes was created. It is shown that taking into account the non-isothermicity of the process one can estimate the desired reservoir parameters, can check the quality of interpretation and reduce the level of uncertainty in conditions of incomplete initial data.

© 2021 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

I. Введение

Многочисленными экспериментальными исследованиями установлено, что в залежах углеводородов существует широкое разнообразие термодинамических и реологических условий. Научно обоснованное управление процессами разработки невозможно без учета взаимосвязи термодинамических и гидродинамических явлений в пласте и скважине, для каждого конкретного месторождения.

Источником информации о тепловых процессах в нефтегазоносных пластах является скважина. В последние годы по мере развития компьютерных технологий и техники глубоких исследований подземные температурные процессы

оказались доступными для непосредственных измерений. Температура наряду с давлением определяет термодинамические процессы в пласте. Аналитическая зависимость между изменениями пластовых температур и давлений во времени и пространстве при стационарном режиме работы скважины была установлена в работе (Чекалюк, 1975). На основе этой зависимости был развит метод термодинамического зондирования для оценки фильтрационных параметров пласта.

Изменение температурного режима фильтрации в глубоких пластах может быть обусловлено действием температурного эффекта Джоуля-Томпсона, эффекта адиабатического расширения

жидкостей, газов и самого коллектора, эффекта фазовых переходов, а при достижении давления ниже давления насыщения нефти и газа – действием эффекта разгазирования нефти.

Исследованию в процессе разработки влияния изменения температурного режима и термодинамических аномалий для изучения характеристик фильтрационных потоков посвящено достаточное количество работ. Подробный анализ приведен в работах (Абасов и др., 1993; Алишаев и др., 1985; Валиуллин и др., 1998; Вахитов и др., 1984; Духовная, 1984; Карачинский, 1975; Паршин, 2012; Рамазанов, 2004; Филиппов и Ахметова, 2011 и др.).

Тепловое поле трещиноватого коллектора при разработке месторождений изучено мало.

Механизм изменения температуры в трещиноватых средах весьма сложный в силу особенностей фильтрации флюидов, обусловленной строением рассматриваемых коллекторов (Духовная, 1984 и др.).

При разработке изменение температуры в трещиноватом пласте будет происходить преимущественно за счет конвективного переноса тепла и теплообмена между движущейся по трещинам жидкостью и блоками. При этом нельзя принять допущение о мгновенном выравнивании температуры между закачиваемой жидкостью и скелетом трещиноватого пласта как в случае пористой среды. Определение теплового потока при теплообмене между жидкостью и блоками связано с преодолением существенных трудностей при решении задач о тепловом поле трещиновато-пористого коллектора.

Фильтрация в чисто трещиноватых средах качественно такая же, как и в обычных пористых, лишь с небольшими количественными отклонениями (Духовная, 1984).

Анализ многочисленных опытных данных показал, что кривая зависимости проницаемости при деформации коллектора с большой степенью точности описывается эмпирической формулой (Абасов и др., 1991):

$$k(p) = k_0 \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\beta_k}, \quad (1)$$

где $k(p)$ – значение проницаемости при давлении p ; k_0 – значение проницаемости при начальном пластовом давлении; β_k – коэффициент, характеризующий изменение проницаемости в зависимости от пластового давления p .

В большинстве случаев практика нефтедобычи имеет дело с многофазными потоками. Так, например, наиболее сложные течения наблюдаются при исследовании пластов газоконденсатных

месторождений. Анализ термограмм скважинных исследований показывает, что методики интерпретаций, ранее разработанные для случаев однофазных потоков, в таких условиях неприменимы.

В связи с этим актуальным является изучение особенностей нестационарного тепло- и массопереноса в пласте с учетом фазовых переходов и термодинамических эффектов в условиях течения газоконденсатной смеси и на этой основе развитие метода оценки теплофизических и фильтрационных параметров пласта.

Цель работы – совершенствование гидродинамических методов расчетов залежей при неизотермических условиях фильтрации газоконденсатной смеси с учетом особенностей процессов тепломассопереноса в деформируемых чисто трещиноватых средах путем воспроизведения свойств объекта.

II. Постановка задачи

Определение термодинамических и фильтрационных параметров для рассмотренной модели фильтрации ставится как вариационная задача минимума функционала $J(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2, \alpha_k)$ по измеренным и рассчитанным значениям температуры на забое скважины в различные моменты времени (Абасов и др., 2012 и др.):

$$J(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2, \alpha_k) = \int_0^{\tau} [T(R_c, t) - T_c(t)]^2 dt + \varepsilon_0(\varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \eta_1^2 + \eta_2^2 + \alpha_k^2) \quad (2)$$

где $T(R_c, t)$ и $T_c(t)$ – соответственно измеренные и расчетные значения температуры на забое скважины; ε_0 – параметр регуляризации; $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2$ – соответственно коэффициенты Джоуля-Томсона и адиабатические коэффициенты жидкой и газовой фаз, τ – срок разработки пласта.

Функционал $J(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2, \alpha_k)$ является показателем качества и определяет степень точности математической модели, описывает реальный физический процесс, характеризующийся значениями параметра $T_c(t)$. При этом показатели качества управления определяются по параметрам $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2$ и α_k .

Забойная температура $T(R_c, t)$ рассчитывается согласно краевой задаче, описывающей пространственную неизотермическую фильтрацию газоконденсатной смеси к центральной скважине с радиусом R_c эксплуатируемого пласта с дебитом $q(t)$. Внешняя граница пласта $r = R_k$ считается непроницаемой. До пуска скважины в эксплуатацию во всех точках пласта давление – P_0 , конденсатонасыщенность – S_0 , а температура – T_0 .

Предполагается:

- порода термически изотропная;
- капиллярные эффекты не учитываются;
- скважина совершенная и по характеру, и по степени вскрытия, полностью охватывает мощность горизонтального пласта достаточно большой длины;
- граница кровля-подошва пласта непроницаема;
- фильтрация газа и жидкого конденсата подчиняется закону Дарси;
- влияние изменения температуры пласта на параметры, характеризующие пласт и жидкость, не учитывается;
- температура пористой среды и флюида одинакова в любой точке пласта;
- плотность и вязкость конденсата и газовой фазы зависят только от давления;
- влияние переноса тепла через кровлю и подошву к пластовой температуре не учитывается;
- особенности теплопередачи среды и баротермических эффектов на температурное поле пласта учитываются.

В такой постановке задача идентификации параметров $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2$ и α_k приводится к выбору таких значений, которые бы дали минимум функционала

$$J(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2, \alpha_k) \rightarrow \min.$$

Расчетное значение температуры $T(R_c, t)$ определяется из решения следующей краевой задачи (Абасов и др., 1991; Абасов и др., 2012; Алишаев и др., 1985; Карачинский, 1975):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[A(\alpha_k, p, s, T) r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial B(p, s, T)}{\partial t}, \quad (3)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[C(\alpha_k, p, s, T) r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial D(p, s, T)}{\partial t}, \quad (4)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} [C^{**}(p, s, T)] - E(\alpha_k, p, s, T) \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} - \\ & - G(\alpha_k, p, s, T) \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 - M(p, s, T) \frac{\partial p}{\partial t} = \\ & = \frac{1}{r} \left(\frac{\partial}{\partial r} (r \lambda^*(p, s, T) \frac{\partial T}{\partial r}) \right), \quad (5) \end{aligned}$$

$$p(r, t)|_{r=0} = p_0, \quad s(r, t)|_{r=0} = s_0, \quad T(r, t)|_{r=0} = T_0, \quad (6)$$

$$2\pi h [A(\alpha_k, p, s, T) + C(\alpha_k, p, s, T)] r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_q} = q(t), \quad (7)$$

$$-\lambda^* \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R_q} = \alpha^*(T - T_q), \quad (8)$$

$$T(r, t)|_{r=R_k} = T_0, \quad (9)$$

где

$$A(\alpha_k, p, s, T) = k(p) \left[\frac{F_q(s)p[1-C(p)\gamma(p)]}{\mu_q(p)z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273} + \frac{F_k(s)S_k(p)}{\mu_k(p)a_k(p)} \right];$$

$$C(\alpha_k, p, s, T) = k(p) \left[\frac{F_q(s)pC(p)}{\mu_q(p)z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273} + \frac{F_k(s)}{\mu_k(p)a_k(p)} \right];$$

$$B(p, s, T) = Q(p, T) + sN(p, T);$$

$$N(p, T) = m \left[\frac{S_k(p)}{a_k(p)} - \frac{p[1-C(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273} \right];$$

$$Q(p, T) = m \frac{p[1-C(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273};$$

$$D(p, s, T) = \bar{M}(p, T) + s\bar{B}(p, T);$$

$$\bar{B}(p, T) = m \left[\frac{1}{a_k(p)} - \frac{pC(p)}{z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273} \right];$$

$$\bar{M}(p, T) = m \frac{pC(p)}{z(p)p_{at}} \cdot \frac{293}{T+273};$$

$$E(\alpha_k, p, s, T) = k(p) \left[\frac{F_q(s)c_2(p, T)\rho_2(p, T)}{\mu_q(p)} + \frac{F_k(s)c_1(p, T)\rho_1(p, T)}{\mu_k(p)} \right];$$

$$\begin{aligned} G(\alpha_k, p, s, T) = k(p) & \left[\frac{F_q(s)c_2(p, T)\rho_2(p, T)}{\mu_q(p)} \varepsilon_2(p, T) + \right. \\ & \left. + \frac{F_k(s)c_1(p, T)\rho_1(p, T)}{\mu_k(p)} \varepsilon_1(p, T) \right]; \end{aligned}$$

$$M(p, s, T) = m [c_2(p, T)\rho_2(p, T)(1-s)\eta_2(p, T) + c_1(p, T)\rho_1(p, T)s\eta_1(p, T)];$$

$$C^*(p, s, T) = m \sum_{i=1}^2 s_i c_i \rho_i + (1-m)c_0 \rho_0;$$

$$C^{**} = C^*(p, s, T)T;$$

$$\lambda^*(p, s, T) = m \sum_{i=1}^2 s_i \lambda_i + (1-m)\lambda_0; \quad \sum_{i=1}^2 s_i = 1;$$

$p(r, z, t)$ – давление; $s(r, z, t)$ – конденсатонасыщенность; $T(r, z, t)$ – температура; $F_r(s), F_k(s)$ – соответственно относительные фазовые проницаемости газовой и жидкой фаз; $c(p)$ – количество конденсата в газовой фазе; $\bar{\gamma}(p)$ – отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазах при нормальных условиях; $S_k(p)$ – количество газа, растворенного в единице объема жидкости; $\alpha_k(p)$ – объемный коэффициент пористости горной породы пласта; k – коэффициент абсолютной проницаемости горной породы пласта;

t – время; p_{atm} – атмосферное давление; $\beta, z(p)$ – соответственно коэффициенты температурной поправки и сверхсжимаемости газовой фазы; $\mu_r(p), \mu_k(p)$ – соответственно вязкости газовой и жидкой фаз; r, z – пространственные координаты; $i = 1$ – индекс, относится к конденсату; $i = 2$ – к газу; c_i – удельная теплоемкость фаз; ε_i – коэффициент Джоуля-Томсона; ρ_i – плотность фаз; λ_i – теплопроводность -ой фазы; C^* – общая теплоемкость; λ^* – общий коэффициент теплопроводности; η_i – адиабатический коэффициент i -ой фазы; ρ_i – плотность породы.

Обратная задача решается с помощью сопряженного градиентного метода с использованием функциональных производных от функционала (1) по параметрам $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \eta_1, \eta_2$ и α_k .

Оптимальные значения параметров

$$\alpha_1 = \varepsilon_1, \alpha_2 = \varepsilon_2, \alpha_3 = \eta_1, \alpha_4 = \eta_2, \alpha_5 = \beta_k$$

определяются по следующей итерационной формуле (Алишаев и др., 1985; Абасов и др., 2012 и др.):

$$\alpha_i^{k+1} = \alpha_i^k - \lambda_k \frac{\partial J(\alpha_1^k, \dots, \alpha_4^k)}{\partial \alpha_i}, \quad i = \overline{1,5} \quad (10)$$

где $n = 0, 1, 2 \dots$ – номера итерации, λ_n – шаг в направлении градиента.

Таким образом, алгоритм решения обратной задачи по определению термодинамических параметров будет в следующем виде:

задается начальное значение параметра α_l ($l = 1,5$), прямая задача (3) – (9) по известной $[0, \tau]$ истории разработки пласта решается методом конечных разностей и расчетным путем определяется распределение пластового давления, температуры и конденсатонасыщенности для различных моментов времени (Азиз и Сеттари, 1982). Затем на основании известных решений решается сопряженная краевая задача. По результатам решений прямой и сопряженной задачи определяется значение градиента функционала (2).

Параметры оптимизации находятся путем итерации из (10).

Итерационная процедура определения параметров продолжается до тех пор, пока разность значений функционала для двух соседних итераций не обеспечит заданную точность.

III. Анализ результатов расчетов

Алгоритм идентификации термодинамических и фильтрационных параметров апробирован на пластовой модели, которая характеризуется начальными данными, приведенными в таблице.

Таблица

Начальные данные физических параметров

Физические параметры	Единицы измерения	Численные значения и выражения
T_0	$^{\circ}\text{C}$	65
p_0	МПа	40
s_0		0
q	$\text{м}^3/\text{сут}$	$1 \cdot 10^6$
m_0		0.2
R_4	м	1000
H	м	60
r_c	м	0.1
λ^0	$\text{Дж} \cdot \text{м}^2 / (\text{кг} \cdot \text{с} \cdot ^{\circ}\text{C})$	2.28
C^0	$\text{Дж} / (\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$	1800
c_1	$\text{Дж} / (\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$	1880
c_2	$\text{Дж} / (\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$	3200
α	$\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$	10
k_0	м^2	$0.05 \cdot 10^{-12}$
ρ_1	$\text{кг} / \text{м}^3$	691.997
ρ_2	$\text{кг} / \text{м}^3$	230.666
ρ_l	$\text{кг} / \text{м}^3$	2200
$\mu_r(p)$	МПа·с	$0.0126 + 0.257 \cdot 10^{-4} p + 0.1633 \cdot 10^{-7} p^2$
$\mu_c(p)$	МПа·с	$0.6 \cdot 0.3295 \cdot 10^{-2} p + 0.1044 \cdot 10^{-4} p^2 - 0.1558 \cdot 10^{-7} p^3 + 0.85 \cdot 10^{-11} p^4$
$z(p)$		$1.0 - 0.1162 \cdot 10^{-2} p + 0.3744 \cdot 10^{-5} p^2 - 0.2965 \cdot 10^{-9} p^3 - 0.1975 \cdot 10^{-11} p^4$
$c(p)$	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	$0.637 \cdot 10^{-4} - 0.5057 \cdot 10^{-6} p + 0.6265 \cdot 10^{-8} p^2 - 0.1595 \cdot 10^{-10} p^3 + 0.13 \cdot 10^{-13} p^4$
$a_k(p)$	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	$1.116 + 0.1157 \cdot 10^{-2} p + 0.23674 \cdot 10^{-6} p^2$
$S_k(p)$		$0.814286 p$
$\bar{\gamma}(p)$		$194.899 - 0.42974 \cdot 10^{-1} p + 0.1335 \cdot 10^{-4} p^2 - 0.6053 \cdot 10^{-6} p^3 + 0.622 \cdot 10^{-9} p^4$
$F_r(s)$		$-0.0396 s^3 + 0.8978 s^2 - 1.7303 s + 0.867$
$F_k(s)$		$0.8712 s^2 - 0.0326 s + 0.0045$

При решении задачи значение коэффициентов в первом приближении приняты:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\Gamma} &= 0.25 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; & \varepsilon_{\kappa} &= 0.1 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; \\ \eta_{\Gamma} &= 0.12 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; & \eta_{\kappa} &= 0.3 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; \\ \beta_{\kappa} &= 0.1 \frac{1}{\text{МПа}} \end{aligned}$$

Для получения действительных значений

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\Gamma} &= 0.02 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; & \varepsilon_{\kappa} &= -0.3 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; \\ \eta_{\Gamma} &= 0.02 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; & \eta_{\kappa} &= 0.03 \cdot 10^{-5} \frac{C^0}{\text{Па}}; \end{aligned}$$

$\beta_{\kappa} = 0.35 \frac{1}{\text{МПа}}$ с заданной точностью потребовалось шестнадцать итераций (рис.1.), при первой итерации $J=0.913$. В конце процесса итерации $J=0.000153$.

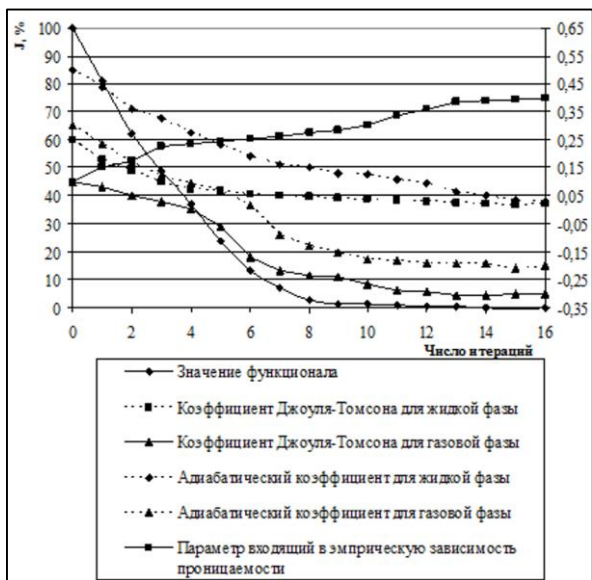


Рис. 1. Определение точного значения параметров в зависимости функционала от процесса итерации

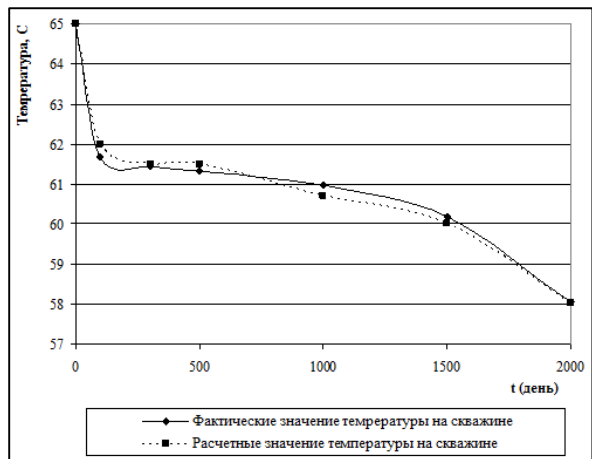


Рис. 2. Изменение во времени фактических и расчетных значений температуры в скважине

Для рассмотренного случая при сохранении аналогичных значений начальных данных дано сравнение значений изменения идентифицируемой функции проницаемости от давления со значениями этой величины для изотермического процесса (рис. 3).

Во втором случае идентификация функции проницаемости проводилась в соответствии с согласованностью расчетных и фактических значений давления в пласте (рис.4).

По сравнению с изотермическим процессом при неізотермическом процессе установлена еще большая интенсивность темпа падения проницаемости деформируемого пласта.

При неізотермическом процессе фильтрации за счет определенного снижения температуры в пласте более интенсивное оседание ретроградного конденсата в призабойной зоне уменьшает фазовую проницаемость по газу и конденсату, что приводит, по сравнению с изотермической фильтрацией, к уменьшению общей проницаемости пласта с ещё большей скоростью (рис.3).

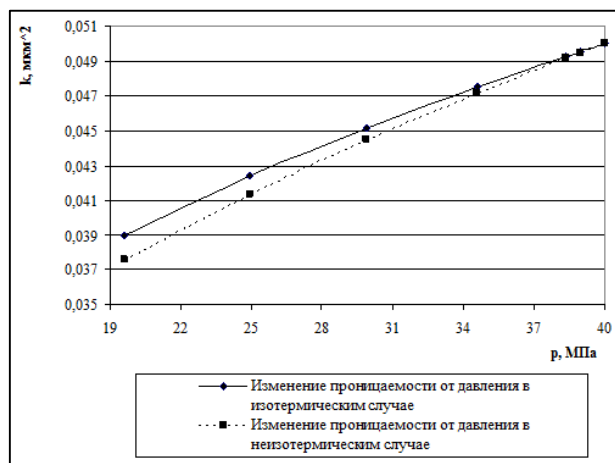


Рис. 3. Зависимость функция проницаемости от давления

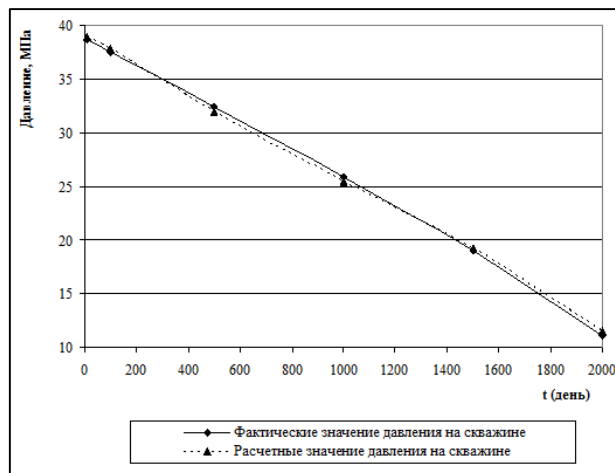


Рис. 4. Изменение во времени фактических и расчетных значений давления в скважине

Выполненные расчетные эксперименты показывают принципиальные возможности совместного определения проницаемости породы и термодинамических параметров при фильтрации газоконденсатной смеси.

Таким образом, предлагается вариационный метод осуществления соответствующей реальным условиям идентификации термодинамических и фильтрационных параметров породы по изменениям фактических данных температуры пласта при его эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА

- Абасов М.Т., Азимов Э.Х., Кулиев А.М. Гидротермодинамические исследования скважин глубокозалегающих месторождений. Азербайджанское Государственное Издательство. Баку, 1993, 170 с.
- Абасов М.Т., Джалалов Г.И., Ибрагимов Т.М., Мамедов А.М., Мамиев В.С. Гидрогазодинамика глубокозалегающих деформируемых коллекторов месторождений нефти и газа. Труды института геологии НАНА, No. 39, Нафта-Пресс. Баку, 2012, 530 с.
- Абасов М.Т., Расулов М.А., Фейзуллаев Х.А. Численное решение задач фильтрации газоконденсатной смеси. Изв. АН Азербайджана. Серия наук о земле, 1991, No. 1-2, с. 21-32.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с английского. Недра. Москва, 1982, 407 с.
- Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. Недра. Москва, 1985, 271 с.
- Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. Изд-во Башк. Ун-та. Уфа, 1998, 115 с.
- Вахитов Г.Г., Гаттенбергер Ю.П., Лутков В.А. Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. Недра. Москва, 1984, 240 с.
- Духовная П.А. Совершенствование методов гидродинамических расчетов неизотермической фильтрации воды при проектировании заводнения нефтяных залежей в трещиноватых коллекторах. Дис. на соискание уч. степени к.т.н. Фонды Северо-Кавказского Государственного научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности "СевКавНИПИнефть", Грозный, 1984, 230 с.
- Карачинский В.Е. Методы геотермодинамики залежей газа и нефти. Недра. Москва, 1975, 168 с.
- Паршин А.В. Исследование нестационарных температурных полей в нефтегазовых пластах применительно к термометрии скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Фонды Башкирского Гос. Ун-та, Уфа, 2012, 23 с.
- Рамазанов А.Ш. Теоретические основы термогидродинамических методов исследования нефтяных пластов. Дис. на соискание уч. степени д.т.н. Фонды Башкирского Гос. Ун-та, Уфа, 2004, 269 с.
- Филиппов А.И., Ахметова О.В. Температурное поле в пласте и скважине. Гилем. Уфа, 2011, 329 с.
- Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Недра. Москва, 1975, 240 с.

REFERENCES

- Abasov M.T., Azimov E.Kh., Kuliev A.M. Hydrothermodynamic studies of wells in deep-seated fields. Azerbaijan State Publishing House. Baku, 1993, 170 p. (in Russian).
- Abasov M.T., Jalalov G.I., Ibrahimov T.M., Mamedov A.M., Mamiyev V.S. Hydro-gas-dynamics of deep-seated deformable reservoirs of oil and gas fields. Proceedings of the Geology institute of Azerbaijan National Academy of sciences, No. 39, Nafta-press. Baku, 2012, 530 p. (in Russian).
- Abasov M.T., Rasulov M.A., Feyzullaev Kh.A. Numerical solution of problems of gas-condensate mixture filtration. Proceedings of the Academy of Sciences of Azerbaijan Republic, Sciences of Earth Series, 1991, No 1-2, pp. 21-32 (in Russian).
- Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Trans. from English. Nedra. Moscow, 1982, 407 p. (in Russian).
- Alishaev M.G., Rosenberg M.D., Teslyuk E.V. Non-isothermal filtration in the development of oil fields. Nedra. Moscow, 1985, 271 p. (in Russian).
- Chekalyuk E.B. Thermodynamics of the oil reservoir. Nedra. Moscow, 1975, 240 (in Russian).
- Dukhovnaya P.A. Improvement of methods of hydrodynamic calculations of non-isothermal water filtration in the design of water flooding of oil reservoirs in fractured reservoirs. Thesis for the degree of candidate of technical sciences. Funds of the North Caucasus State Research and Design Institute of the Oil Industry "SevKavNIPIneft", Grozny, 1984, 230 p. (in Russian).
- Filippov A.I., Akhmetova O.V. Temperature field in the reservoir and the well. Gilem. Ufa, 2011, 329 p. (in Russian).
- Karachinsky V.E. Methods of geothermodynamics of gas and oil deposits. Nedra. Moscow, 1975, 168 p. (in Russian).
- Parshin A.V. Research of non-stationary temperature fields in oil and gas reservoirs as applied to well thermometry. Abstract of the thesis for the degree of candidate of technical sciences. Funds of Bashkir State University, Ufa, 2012, 23 p. (in Russian).
- Ramazanov A.Sh. Theoretical bases of thermohydrodynamic methods of oil reservoirs research. Thesis for the degree of doctor of technical sciences. Funds of Bashkir State University, Ufa, 2004, 269 p. (in Russian).
- Vakhitov G.G., Gattenberger Yu.P., Lutkov V.A. Geothermal methods of control over the development of oil fields. Nedra. Moscow, 1984, 240 p. (in Russian).
- Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F. Thermometry of reservoirs with multiphase flows. Publishing house of Bashk. University. Ufa, 1998, 115 p. (in Russian).

УТОЧНЕНИЕ ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЧИСТО ТРЕЩИНОВАТОГО ПЛАСТА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ

Джалалов Г.И., Мирзоева Д.Р.

*Институт нефти и газа НАН Азербайджана
AZ1000, Азербайджан, Баку, ул. Ф.Амирова, 9*

Резюме. При управлении процессами разработки необходимо учитывать взаимосвязи термодинамических и гидродинамических явлений в пласте и скважине, а также конкретное месторождение. Тепловое поле трещиноватого коллектора при разработке месторождений изучено мало. При разработке изменение температуры в трещиноватом пласте будет происходить преимущественно за счет конвективного переноса тепла и теплообмена между движущейся по трещинам жидкостью и блоками. В большинстве случаев практика нефтедобычи имеет дело с многофазными потоками. В связи с этим актуальным является изучение особенностей нестационарного тепло- и массопереноса в пласте с учетом фазовых переходов и термодинамических эффектов в условиях течения газоконденсатной смеси и на этой основе развитие метода оценки теплофизических и фильтрационных параметров пласта.

Цель работы – совершенствование гидродинамических методов расчетов залежей при неизотермических условиях фильтрации газоконденсатной смеси с учетом особенностей процессов теплопереноса в деформируемых чисто трещиноватых средах путем воспроизведения свойств объекта.

В рамках моделей нестационарного теплопереноса при нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси при газовом режиме, в чисто трещиноватой среде решена задача идентификации теплофизических и фильтрационных свойств горных пород. В качестве исходной информации используются кривые изменения температуры на забое скважины.

Искомые параметры уточняются на основе градиентных процедур с использованием методов теории оптимального управления. На основе модели разработан алгоритм и создана программа для численного моделирования нестационарных гидродинамических процессов. Показано, что учет неизотермичности процесса позволяет оценивать искомые параметры пласта и проверку качества интерпретации, снизить уровень неопределенности в условиях неполноты исходных данных.

Ключевые слова: температура, идентификация, газоконденсатный пласт, теплообмен, численный алгоритм

QAZ-KONDENSAT QATIŞIĞININ SÜZÜLMƏSİ ŞƏRAİTİNDƏ XALIS ÇATLI LAYIN HİDROTERMODİNAMİKİ MODELİNİN DƏQİQLƏŞDİRİLMƏSİ

Calalov Q.İ., Mirzəyeva D.R.

*AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu
AZ1000, Azərbaycan, Bakı şəh., F.Əmirov küç., 9*

Xülasə. Hər bir konkret yataq üçün işlənilmə proseslərini idarə edərkən, lay və quyuda baş verən həm termodinamik, həm də hidrodinamik proseslərin nəzərə alınması vacibdir.

İşlənilmə prosesində layın istilik rejiminin dəyişkənliyinin və bu zaman yaranan istilik anomaliyalarının süzülmə axınlarına təsirinin öyrənilməsinə kifayət qədər elmi işlər həsr edilmişdir.

Çatlı lay mühitində temperaturun dəyişmə mexanizmi layların quruluşundan asılı olaraq mayenin süzülmə xüsusiyyətlərinə görə çox mürəkkəbdir.

İşlənilmə zamanı çatlı laylarda temperatur dəyişikliyi əsasən çat və bloklar boyunca hərəkət edən maye arasında konvektiv istilik ötürülməsi nəticəsində baş verir.

Əksər hallarda, neftçixarma təcrübəsi çoxfazlı axınlarla bağlıdır. Məsələn, ən mürəkkəb axınlar qaz-kondensat yataqlarının istismarı zamanı laylarda müşahidə olunur.

Bu baxımdan, qaz-kondensat qarışığının axını şəraitində faza keçidlərini və yaranan termodinamik effektləri nəzərə alaraq laylardakı qeyri-stasionar istilik və kütlə ötürülməsinin xüsusiyyətlərini öyrənmək və bunun əsasında laylarda teplofiziki və süzülmə parametrlərinin qiymətləndirilməsi aktuallıq təşkil edir.

İşin məqsədi deformasiyaya uğramış sırf çatlı mühitlərdə istilik və kütlə ötürmə proseslərinin xüsusiyyətləri nəzərə alınmaqla qaz-kondensat qarışığının qeyri-izotermik süzülməsi şəraitində yataqların hidrodinamik modelinin ədədi həll üsullarının təkmilləşdirilməsindən ibarətdir.

Məqalədə kollektoru deformasiya olunan layda qaz-kondensat qarışığının qaz rejimində quyuya qarlaşmamış süzülməsi şəraitində yaranan termohidrodinamik effektlərin layın kollektor və temperatur xüsusiyyətlərinə təsiri öyrənilmişdir. Verilmiş alqoritm əsasında ədədi həll üsulu seçilmiş və proqram paketi yaradılaraq çoxsaylı riyazi eksperimentlər aparılmışdır. Alınmış nəticələr quyuların məlumatlarının etibarlılığının və dəqiqliyinin artırılması üçün istifadə edilə bilər.

Açar sözlər: temperatur, qaz-kondensat layı, istilik-kütlə ötürmə, ədədi alqoritm