

УДК 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2021-36-1-55–62

С.А. Ахмедов, З.Х. Ахмедова

Математическое моделирование процесса разработки нефтегазоконденсатных месторождений с фазовыми переходами

Дагестанский государственный университет; Россия, 367000, г. Махачкала, ул. М. Гаджиева, 43а; ahmedovsa@mail.ru, zuhra2473@mail.ru

Задача истощения нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений и залежей легких нефтей характеризуются возникновением двухфазных газожидкостных течений многокомпонентных смесей с фазовыми переходами. Даны расчетные схемы и формулы для широко распространенных систем заводнения. Сложность расчетов обусловлена не только многообразием состава углеводородных смесей, встречающихся в естественных залежах, высокими давлениями и температурами в них, но и возможным широким диапазоном изменения этих переменных в различных процессах разработки месторождений.

В статье рассматривается истощение залежей многофазной многокомпонентной смеси как при постоянном отборе, так и при постоянном давлении на скважине. Теория фильтрации газированной жидкости, а также аналогичная теория газоконденсатной смеси не позволяют исследовать процессы фильтрации состоящие из более трех компонентов, в отличие от многофазной многокомпонентной фильтрации. Нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) как отечественные так и зарубежные в настоящее время в основном разрабатывают на естественных режимах. При этом следует выделить режимы с опережающей разработкой газовой шапки или нефтяной оторочки с временной консервацией газоконденсатной зоны, а также с одновременной разработкой обеих частей залежи с учетом неподвижности газонефтяного контакта. Выбор режима разработки обычно производится с учетом соотношения запасов нефти, газа и конденсата, а также по технико-экономическим критериям.

Ключевые слова: *залежи многофазной многокомпонентной смеси, давление, фазовые превращения.*

Задача истощения нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений и залежей легких нефтей характеризуется возникновением двухфазных газожидкостных течений многокомпонентных смесей с фазовыми переходами.

Даны расчетные схемы и формулы для широко распространенных систем заводнения.

Теория фильтрации газированной жидкости, а также аналогичная теория газоконденсатной смеси не позволяют исследовать процессы фильтрации, состоящие из более чем трех компонентов, в отличие от многофазной многокомпонентной фильтрации.

Сложность расчетов обусловлена не только многообразием состава углеводородных смесей, встречающихся в естественных залежах, высокими давлениями и температурами в них, но и возможным широким диапазоном изменения этих переменных в различных процессах разработки месторождений.

В статье рассматривается истощение залежей многофазной многокомпонентной смеси как при постоянном отборе, так и при постоянном давлении на скважине.

Нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) как отечественные, так и зарубежные, в настоящее время в основном разрабатываются на естественных режимах. При этом следует выделить режимы с опережающей разработкой газовой шапки или нефтяной оторочки с временной консервацией газоконденсатной зоны, а также с одно-временной разработкой обеих частей залежи с учетом неподвижности газонефтяного контакта. Выбор режима разработки обычно производится с учетом соотношения запасов нефти, газа и конденсата, а также по технико-экономическим критериям.

Прогноз показателей нефтяных месторождений на режимах истощения с последующим вытеснением нефти водой основывается на математических моделях, предложенных Баклеем-Леввереттом и Маскетом-Мересом. При истощении залежей легких нефтей расчет эксплуатационных характеристик с использованием модели Маскета-Мереса может привести к значительным ошибкам, поскольку не учитывается переход компонентов нефти в газовую фазу в пластовых условиях, а также при образовании в пласте зон выше давления насыщения. В последние годы в разработку вводится большое число нефтегазоконденсатных месторождений. С ростом глубин бурения и увеличением пластовых давлений и температур число месторождений растет на севере Западной Сибири. НГКМ отличаются значительными запасами нефти, газа и конденсата, причем запасы конденсата соизмеримы с запасами нефти. Эти месторождения характеризуются интенсивными фазовыми превращениями флюидов с изменением их составов, физических свойств и насыщенностей. В настоящее время большинство НГКМ эксплуатируется с применением трех основных систем разработки на естественных режимах:

- 1) опережающая разработка газовой шапки;
- 2) опережающая разработка нефтяной оторочки с временной консервацией газоконденсатной зоны;
- 3) пропорциональный отбор нефти и газа для обеспечения неподвижности газонефтяного контакта.

В монографии [8] рассмотрены физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов. Приведены методы повышения добычи газа, нефти и конденсата. На основе модели Баклея-Левверетта автором работы [7] изучены свойства уравнений фильтрации, установлены условия термодинамического равновесия и разработаны алгоритмы для численного интегрирования уравнений. Принята гипотеза, согласно которой все компоненты присутствуют во всех фазах.

Решение задачи многофазной многокомпонентной фильтрации для проектирования разработки месторождений углеводородов предложено в работе [6]. Модель трехфазной фильтрации представлена в виде системы дифференциальных уравнений в частных производных с учетом материального баланса. Использована конечно-разностная схема, неявная для расчета давления и явная для насыщенности. Некоторые исследователи [10] предлагают решение задачи фильтрации многокомпонентных смесей свести к разделению на физико-химическую и гидродинамическую задачи. На наш взгляд, оригинален подход автора [11] к моделированию неравновесного фазового поведения при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей. В работе предложен метод вычисления долей сосуществующих неравновесных углеводородных фаз в задачах многокомпонентной фильтрации во взаимосвязи термодинамической и гидродинамической задач.

Необходимость решения таких проблем, как рациональная разработка НГКМ, изыскание и применение новых методов повышения нефтеотдачи (закачка газа высоко-

го давления, обогащенного газа, вытеснение нефти водой, обогащенной CO_2 или обработанной ПАВ и т. д.), оптимизация промысловых процессов сепарации и совместного транспорта нефти и газа, ставит перед исследователями ряд термогазодинамических задач, связанных с предсказанием поведения пластовых флюидов в процессе их движения. Эти процессы сопровождаются интенсивными фазовыми превращениями многокомпонентных смесей, полный конденсатный состав которых невозможно идентифицировать [2; 3; 4].

Фазовые превращения таких систем определяются константами распределения компонентов между фазами, которые являются функциями давления, температуры и составов фаз. Изменение составов фаз вместе с изменением давления и температуры в свою очередь приводят к изменению плотностей и вязкостей фаз. Создание обоснованных алгоритмов расчета парожидкостного состояния многокомпонентных углеводородных смесей как многопараметрических зависимостей состава фаз, давления и температуры позволит получить обоснованные характеристики задачи фильтрации [1; 2; 5].

Для получения качественного представления о процессах, происходящих в пласте, многокомпонентная смесь рассматривается как состоящая из углеводородных компонентов от метана до гептана, тяжелого остатка и неуглеводородных компонентов: азота, углекислого газа и сероводорода, если они представлены в исходной смеси. Группа компонентов, составляющих тяжелый осадок, объединяется с гептаном и в газогидродинамических расчетах рассматривается как единая условная компонента.

Составы существующих фаз в многокомпонентных равновесных системах связаны между собой соотношениями

$$y_i = k_i x_i, T, P \quad (1)$$

определяемыми константами распределения компонентов между фазами, которые могут быть найдены известными корреляционными методами в зависимости от T , P и параметра состава, в качестве которого используется давление схождения [5].

Вводя мольные доли i -того компонента (z_i) и газа в смеси (v) в единице объема пористой среды в виде

$$z_i = \left(\frac{\rho_{\Gamma} S_{\Gamma}}{M_{\Gamma}} y_i + \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}} x_i \right) \frac{1}{\delta}, \quad (2)$$

$$v = \frac{\rho_{\Gamma} S_{\Gamma}}{M_{\Gamma}} \frac{1}{\delta}; \quad x_i = \frac{z_i}{1 + v(k_i - 1)}, \quad (3)$$

$$\delta = \frac{\rho_{\Gamma} S_{\Gamma}}{M_{\Gamma}} + \frac{\rho_{\text{ж}} S_{\text{ж}}}{M_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где δ – суммарное число молей в смеси, S_{Γ} , $S_{\text{ж}}$ – насыщенности газовой и жидкой фазы, ρ_{Γ} и $\rho_{\text{ж}}$ – плотности газовой и жидкой фазы.

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \quad M_{\text{ж}} = \sum_{i=1}^n x_i M_i, \quad (5)$$

где M_{Γ} , $M_{\text{ж}}$, – молекулярные веса газовой и жидкой фазы, M_i – молекулярный вес i -того компонента.

Согласно определению

$$\sum_{i=1}^n z_i = 1; \quad \sum_{i=1}^n x_i = 1; \quad \sum_{i=1}^n y_i = 1. \quad (6)$$

Расчет равновесного разделения пластовой смеси на газовую и жидкую фазы производится по уравнениям (1), (3), (6).

Для определения связи между содержанием компонентов в смеси в единице объема пористой среды с составами и их мольными долями используется соотношение (6).

$$\sum_{i=1}^n (y_i - x_i) = \sum_{i=1}^n \frac{z_i (k_i - 1)}{1 + v(k_i - 1)} = 0. \quad (7)$$

Зная плотности, молекулярные веса фаз и мольную долю газа, насыщенность пористой среды жидкой фазой можно найти из соотношений (3), (4).

$$s_{\text{ж}} = \frac{1}{1 + \frac{v}{1 - v} \frac{\rho_{\text{ж}} M_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma} M_{\text{ж}}}}. \quad (8)$$

Расчет составов фаз по уравнениям (1–6) сводится к следующему:

1) для известных T, P и состава смеси (z_i), задавшись приближенным значением $p_{\text{сх}}$ по процедуре определения констант равновесия, находим величины всех k_i в первом приближении;

2) для пяти условных компонентов, на которые разбивается группа C_{7+} , находим мольные доли в смеси. Для чего сначала по кривой разгонки находим весовое содержание условных компонентов в группе C_{7+} , затем переводим в мольные доли. Наконец, умножая последние на мольную долю группы C_{7+} , рассчитываем мольные доли условных компонентов (фракций в смеси);

3) проверяем, выполняются ли необходимые и достаточные условия существования решения уравнения (7)

$$f(v) = \sum_{i=1}^m \frac{z_i (k_i - 1)}{v(k_i - 1) + 1}, \quad (9)$$

т. е. если $v = 0$, то $f(v) \geq 0$ и если $v = 1$, то $f(v) \leq 0$; (10)

4) если выполнены условия (10), то решение уравнения (7) находим методом деления отрезка пополам;

5) по найденному значению v по формулам (2–6) находим составы жидкой и газовой фазы;

6) цикл расчетов 2–5 с уточненными константами равновесия повторяем до удовлетворения условия

$$\left| (p_{\text{сх}_j} - p_{\text{сх}_{j-1}}) / p_{\text{сх}_j} \right| \leq 10^{-3};$$

$$7) \text{ по формулам } x_{C_{7+}} = \sum_{i=10}^{14} x_i, y_{C_{7+}} = \sum_{i=10}^{14} y_i, k_{C_{7+}} = y_{C_{7+}} / x_{C_{7+}} \text{ определяем}$$

содержание условного компонента в газовой и жидкой фазах и его константу равновесия для последующего использования при расчете физических свойств фаз в газогидродинамических соотношениях.

Процессы истощения нефтяных оторочек НГКМ и залежей легких нефтей характеризуются возникновением двухфазных газожидкостных течений многокомпонентных смесей. Эти многокомпонентные смеси наряду с различными углеводородами в отдельных случаях могут включать в себя примеси таких неуглеводородных компо-

нентов, как азот, сероводород, углекислый газ. Погребенная же вода, насыщающая продуктивные пласты в процессах истощения, считается неподвижной. Растворимость воды в углеводородных газовой и жидкой фазах, и наоборот, всех составляющих их компонентов в воде, а также ее влиянием на фазовые проницаемости подвижных фаз пренебрегают.

В отмеченных выше ограничениях система дифференциальных уравнений плоскорадиальной фильтрации многокомпонентных смесей [1] записывается в виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (\alpha_i \bar{r} z_i \frac{\partial P}{\partial r}) = \frac{\partial (\delta z_i)}{\partial \tau}, \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \quad (11)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (\alpha \bar{r} \frac{\partial P}{\partial r}) = \frac{\partial \delta}{\partial \tau}, \quad (12)$$

где r, τ и P – безразмерные радиус, время и давление.

В уравнениях (11–12) относительные фазовые проницаемости зависят от насыщенности жидкой фазы, полученной из экспериментальных данных в аппроксимациях, по К.А. Царевичу.

$$\begin{aligned} f_{жс} &= f_{жс}(s), \\ f_z &= f_z(s_z). \end{aligned} \quad (13)$$

В задаче истощения при постоянном отборе будем иметь:

$$q = \sum_{i=1}^n \alpha_i M_i z_i \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = const. \quad (14)$$

Если задача истощения решается при заданных граничных условиях, то:

$$\begin{aligned} P_c \Big|_{r=r_c} &= const \\ \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=1} &= 0 \end{aligned} \quad (15)$$

В начальный момент времени заданы составы сосуществующих фаз и пластовое давление:

$$\begin{aligned} z_i(r, 0) &= z_i(r), \\ P(r, 0) &= P(r). \end{aligned} \quad (16)$$

Задача истощения нефтегазовой залежи предоставлена в виде уравнений (11–15) в безразмерном виде.

Для удобства расчета и повышения точности вычислений, особенно в области, прилегающей к скважине, введем переменную $x = \ln(r/r_c)$ и интервал $(0, x_n)$ разобьем на N равных частей.

Воспользуемся неявной разностной схемой, при этом коэффициенты при неизвестных будем определять итерационно.

Мольные доли компонентов z_i – из уравнения (11), а давления – из уравнения (12). Для оценки точности решения (11) дополнительно введем условие $\sum_{i=1}^n z_i = 1$.

Из условий на границе имеем $P_{N-1} = P_N$, а начальные условия примут вид $z_i(x_k, t) = z_i(x_k)$, $P(x_k, t) = P^0(x_k)$.

Погрешность аппроксимации для решения системы уравнений (11) равна $\epsilon = O(\Delta t) + O(\Delta x)$, следовательно, приходится брать шаги и по времени и по координате малыми.

Так, для определения компонентоотдачи, а также суммарного извлечения углеводородов из пласта в долях от их первоначального содержания могут быть использованы

$$\Gamma = \frac{Q_{го}}{Q_{жо}} = \frac{\beta \rho_{жо} M_{го}}{(1 - \beta_0) \rho_{го} M_{жо}}, \quad (17)$$

где $Q_{го}$, $Q_{жо}$ – объемные расходы газовой и жидкой фаз при нормальных условиях, а проницаемость $\kappa = 0,2; 0,25$ дарси, пористость $m = 0,15; 0,2; 0,25$, компонентный состав смеси, принимались близкими к условиям разработки на режимах истощения нефтяной оторочки месторождений Русский Хутор Дагестана и Ставропольского края, Тюмени и Уренгоя.

Рассматривались различные варианты истощения нефтегазовой залежи. При этом контур питания элемента пласта принимался равным 250, 300, 500 м, а мощность пласта варьировалась в пределах 5, 10, 15 м.

Процесс истощения газонефтяного пласта можно разбить на две фазы, где первая продолжается до тех пор, пока возмущение давления не достигнет контура. Распределение давления носит логарифмический характер. Продолжительность первой фазы истощения составляет менее 3 % от общего времени истощения залежи. На начальном этапе из-за резкого снижения давления на забое скважины ($P_i - \text{const}$) за счет интенсивного разгазирования газонефтяной смеси насыщенность в призабойной зоне снижается. По мере истощения происходят стабилизация и равномерное снижение насыщенности жидкой фазы.

В процессе исследования были определены величины газовой и жидкой фазы, а также мольные доли компонентов как в газонефтяной смеси, так и в потоке.

Особо следует обратить внимание на поведение легких, промежуточных и тяжелых компонентов на фазе истощения. При движении от замкнутого контура к забою скважины количество тяжелых компонентов в смеси увеличивается, а легких – уменьшается, а распределение их в потоке носит противоположный характер.

В приведенных расчетах коэффициент нефтеотдачи составляет около 30 %. Следовательно, месторождения, где залежи состоят из многокомпонентных смесей с фазовыми переходами, желательно разрабатывать современными методами с поддержкой пластового давления. Так, месторождение Русский Хутор вначале разрабатывалось на естественном режиме истощения, когда по возможности поддерживались дебиты скважин, а на поздних стадиях – за счет вытеснения нефтегазовой смеси водой. При этом нефтеотдача повышалась на 70 %, но необходимо рассчитать экономическую составляющую этого метода.

Литература

1. Ахмедов С.А., Розенберг М.Д., Шовкринский Г.Ю. Исследование характеристик разработки нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений на режимах истощения. НТС, ВНИИ. – М., 1979. – Вып. 68. – С. 47–68.

2. Ахмедов С.А. Исследование особенностей фильтрации многокомпонентных смесей при стационарных режимах // Информационные технологии в науке, образовании, телекоммуникации и бизнесе: материалы 37-й Международной конференции IT+SE2010 г. Гурзуф, 2010.). – М.: Гурзуф: Изд-во «Инит», 2010. – С. 301–304.
3. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – С. 335.
4. Ахмедов С.А. Фильтрация многофазных, многокомпонентных смесей при разработке нефтяных месторождений: дис. ... док. тех. наук. – М., 2000. – С. 261.
5. Афанаскин И.В., Королев А.В., Вольпин С.Г., Ялов П.В. Модель многофазной многокомпонентной фильтрации для проектирования разработки месторождений углеводородов // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 2. – С. 6–13.
6. Колдоба Е.В. Математическое моделирование изотермической многокомпонентной многофазной фильтрации с фазовыми переходами: дис. ... канд. ф.-м. наук. – М., 2005. – 113 с.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 2005. – 280 с.
8. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 236 с.
9. Восков Д.В. Моделирование пластового течения многокомпонентных углеводородных смесей: дис. ... канд. тех. наук. – М., 2001. – 124 с.
10. Лобанова О.А. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке нефтяных и газоконденсатных залежей: дис. ... канд. тех. наук. – М., 2016. – 129 с.
11. Самарский А.А., Андреев В.Б. Разностные методы для эллиптических уравнений. – М.: Недра, 1976. – 352 с.

Поступила в редакцию 25 декабря 2020 г.

УДК 622.276.031:53

DOI: 10.21779/2542-0321-2021-36-1-55–62

Mathematical Modeling of the Development Process of Oil and Gas Condensate Fields With Phase Transitions

Akhmedov S.A., Akhmedova Z.Kh.

*Dagestan State University; Russia, 367000, Makhachkala, M. Gadzhiev st., 43a;
ahmedovsa@mail.ru, zuhra2473@mail.ru*

The problem of depletion of oil rims of oil and gas condensate fields and light oil deposits is characterized by the occurrence of two-phase gas-liquid flows of multicomponent mixtures with phase transitions. Calculation schemes and formulas for widespread water flooding systems are given.

The complexity of the calculations is due not only to the diversity of the composition of hydrocarbon mixtures found in natural deposits, high pressures and temperatures, but also to the possible wide range of changes in these variables in different mining processes.

The article deals with the depletion of deposits of a multiphase multicomponent mixture both at constant sampling and at constant pressure in the well. The theory of filtration of a carbonated liquid, as well as a similar theory of a gas-condensate mixture, do not allow us to study filtration processes consisting of more than three components, in contrast to multiphase multicomponent filtration. Oil and gas condensate fields (NGCM) both domestic and overseas at present, mainly being developed on the natural modes. Thus, it is necessary to distinguish modes with advancing the development of gas cap and oil rim with a temporary gas condensate conservation areas, as well as with the simultaneous development of both parts of the reservoir with no moving gas-oil contact. The choice of the development mode is usually made taking into account the ratio of oil, gas and condensate reserves, as well as technical and economic criteria.

Keywords: *deposits of a multiphase multicomponent mixture, pressure, phase transformations.*

Received 25 December 2020