



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАЗРАБОТКИ

С.Д.Магеррамова

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Improvement of Efficiency of the Process of Extraction of Condensate on Gas-Condensate Deposits with Various Development Modes

S.D.Maherramova

Institute of Oil and Gas of ANAS, Baku, Azerbaijan

Abstract

On the basis of mathematical modeling, the possibilities of increasing the condensate recovery coefficient at gas-condensate deposits under different development regimes are investigated. It has been established that the final condensate recovery coefficient significantly increases compared to the depletion development regime by maintaining reservoir pressure using nitrogen, also carbon dioxide, and their results are comparable to the corresponding dry gas injection results.

Keywords:

Permeability;
Porosity;
Pressure;
Condensate recovery factor;
Nitrogen injection.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Среди различных возможных методов повышения конденсатоотдачи газоконденсатных залежей наибольшее распространение получил метод поддержания пластового давления путем закачки в пласт сухого газа. Этот метод воздействия на газоконденсатный пласт обеспечивает наибольший коэффициент конденсатоотдачи. Тем не менее, технико-экономические расчеты по ряду газоконденсатных залежей не позволяли отдать ему предпочтение по сравнению с вариантом разработки в режиме истощения.

Лабораторные эксперименты и промышленные исследования свидетельствуют о целесообразности применения для поддержания давления углеводородных газов, а также их смесей с углеводородными газами. В качестве углеводородных газов используется азот и углекислый газ [1].

Применение углеводородных газов характеризуется следующими преимуществами: во первых, добываемый газ используется в качестве товарного продукта с самого начала разработки. Во вторых, они приводят к росту конечных коэффициентов компонентоотдачи пласта. Вся газоконденсатная система замещается в пласте с этими газами, и, в результате поддержания давления, обеспечивается рост не только коэффици-

ента конденсатоотдачи, но и газоотдачи, а также отдачи других компонентов [2].

Для количественной оценки разных вариантов разработки газоконденсатного месторождения с целью увеличения коэффициента конденсатоотдачи использовался метод математического моделирования.

Математическая модель

Рассматривается математическая модель, в которой за независимые переменные приняты давление и состав смеси. Эта модель позволяет определять состояние многокомпонентной смеси во всех случаях фильтрации при давлениях как выше, так и ниже давления начала конденсации и решать задачи фазового равновесия, находить составы и насыщенности фаз и использовать расчетные методики определения их физических свойств.

В предположении с допустимостью пренебрежения влиянием капиллярных и гравитационных сил, молекулярной диффузии, неравновесности фазовых переходов выписывается исходная система дифференциальных уравнений, описывающих изотермическую фильтрацию многокомпонентных смесей и система замыкающих соотношений:

*E-mail: xasay.feyzullayev@socar.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20210300530>

$$\nabla \left[\left(\frac{k h f_{ж}(s_{ж}) \rho_{ж}}{\mu_{ж} M_{ж}} x_i + \frac{k h f_{г}(s_{г}) \rho_{г}}{\mu_{г} M_{г}} y_i \right) \nabla p \right] =$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left[m h \left(\frac{\rho_{ж} s_{ж}}{M_{ж}} + \frac{\rho_{г} s_{г}}{M_{г}} \right) z_i \right] \pm$$

$$\pm \sum_{v=1}^n Q_i^v(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v),$$

$$i = \overline{1, N}, (x, y) \in D, t \in (0, T) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i = 1, \quad \sum_{i=1}^N z_i = 1 \quad (2)$$

$$s_g = 1 - s_{ж}, \quad s_{ж} = \frac{(1-V) \rho_g M_{ж}}{(1-V) \rho_g M_{ж} + V \rho_{ж} M_{г}} \quad (3)$$

$$\rho_g = \rho_g(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N),$$

$$\rho_{ж} = \rho_{ж}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N),$$

$$\mu_g = \mu_g(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N),$$

$$\mu_{ж} = \mu_{ж}(p, T, z_1, z_2, \dots, z_{N-1}, z_N) \quad (4)$$

где $f_i(s_i)$ и $f_{ж}(s_{ж})$ – относительная фазовая проницаемость, соответственно, для газовой и жидкой фаз;
 s_i и $s_{ж}$ – коэффициент насыщенности пористой среды, соответственно, паровой и жидкой фаз;

p – давление;

t – время;

x_i, y_i – молярные содержания i -го компонента в жидкой и газообразной фазах соответственно;

z_i – суммарное молярное содержание i -го компонента в смеси;

ρ_g и $\rho_{ж}$ – молярная плотность газообразной и жидкой фазы соответственно;

μ_g и $\mu_{ж}$ – вязкость газообразной и жидкой фаз соответственно;

M_g и $M_{ж}$ – соответственно средние молекулярные веса жидкой и газовой фаз;

$Q_i^v(t)$ – дебит v -го источника (стока) по i -му компоненту в момент времени t ;

x_v, y_v – координаты v -го элементарного источника (стока);

n – число элементарных источников (стоков);

N – количество компонентов в смеси;

D – область продуктивной залежи.

Для решения конкретной задачи к системе уравнений дополняются соответствующие начальные и граничные условия по давлению и долям компонентов:

$$p(x, y, t)|_{t=0} = p_0(x, y), \quad (x, y) \in D \quad (5)$$

$$z_i(x, y, t)|_{t=0} = z_i^0(x, y),$$

$$i = 1, 2, \dots, N, \quad (x, y) \in D \quad (6)$$

$$\frac{\partial p(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x, y) \in \Omega, \quad t \in (0, T) \quad (7)$$

где Ω – внешняя граница продуктивной залежи.

Параметры флюидов, входящих в расчетную модель(1)-(7), определяются на основе уравнений состояния [3]

$$P = RT \left[\frac{1}{V-b} - \frac{a}{V(V+c)} \right] \quad (8)$$

и системой уравнений, описывающей условия термодинамического равновесия паровой и жидкой фаз [4]:

$$\begin{cases} f_{i,ж} - f_{i,г} = 0, i = \overline{1, N} \\ x_i F_{ж} + y_i F_{г} - z_i = 0, i = \overline{1, N} \\ \sum_{i=1}^N y_i - 1 = 0 \\ F_{ж} + F_{г} = 1 \end{cases} \quad (9)$$

Здесь $f_{i,ж}$ и $f_{i,г}$ – летучести компонентов в паровой и жидкой фазе соответственно; $F_{г}, F_{ж}$ – мольные доли паровой и жидкой фаз.

Совместно решая системы (8), (9), устанавливаем равновесные составы каждой фазы с изменением давления, которые позволяют определять параметры $\rho_{г}, \rho_{ж}, \mu_{г}, \mu_{ж}$, характеризующие физические свойства газоконденсатной смеси.

Функции относительных фазовых проницаемостей флюидов определяются по результатам адаптации гидродинамической модели с использованием данных истории разработки залежи.

Гидродинамическая модель включает в себя сложную нелинейную систему и для ее решения использован численный метод «неявное по давлению и явное по долям компонентов». На основании алгоритма составлена программа, которая позволяет исследовать процесс закачки в пласт азота или углекислого газа с целью поддержания пластового давления.

Анализ результатов расчетов

Для оценки степени эффективности закачки азота или углекислого газа на газоконденсатную залежь необходимо выполнить соответствующие гидродинамические расчеты применительно к реальному объекту. Для примера был выбран горизонт конкретной газоконденсатной залежи [1, 5] (рис.1).

Горизонт залегают на глубине 4600 м. Начальное пластовое давление равно 52 МПа, а начальная пластовая температура – 393 К. Размеры залежи по площади приблизительно 6.25 км². Толщина пласта изменяется в пределах 12-15.4 м. Коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0.001-0.04 мкм². Внешние границы залежи непроницаемы. Моделирование условий непроницаемости внешних границ достигается заданием в узлах сетки практически нулевых значений коэффициентов абсолютной проницаемости.

Пластовая флюидная система моделировалась смесью из 15 компонентов, причем группа C₅₊ представлена 9 фракциями в соответствии с данными фракционной разгонки. Начальный состав смеси (% мол.) следующий: азот – 2.69, углекислый газ – 3.31, метан – 60.95, этан – 10.89, пропан – 6.66, бутан – 2.84, группа углеводородов C₅₊ – 12.66 [5]. Содержание группы углеводородов C₅₊ в исходной смеси равно 895 г/м³, что соответствует 1026 см³/м³ – потенциальному содержанию дебутанизированного конденсата в пластовом газе. Молекулярная масса группы C₅₊

Таблица

Свойства пластовой жидкости и газа

Р (МПа)	Плотность газа, кг/м ³	Плотность конденсата, кг/м ³	Вязкость газа, МПа·с	Вязкость конденсата, МПа·с
50.0	465	465	0.062	0.121
45.0	341	535	0.046	0.154
40.0	221	618	0.029	0.233
35.0	114	707	0.018	0.35
30.0	79	734	0.015	0.4
25.0	44	758	0.012	0.47
20.0	31	773	0.01	0.55
15.0	25	781	0.008	0.63

равна 170.1.

В залежи имеется четыре эксплуатационных скважин, которые находятся в центральной части и три нагнетательных, которые размещены на границе.

Необходимые физические свойства насыщающих пласт флюидов, в том числе плотность и вязкость газа и конденсата при режиме истощения и при воздействии на залежь, получены расчетами парожидкостного состояния из двухфазной фильтрации на основании (8)-(9) и они представлены в таблице.

Относительные фазовые проницаемости газа, конденсата и воды были получены в ходе адаптации гидродинамической модели по данным истории разработки этой залежи:

$$f_g(s_g) = 0.9 \cdot s_g^{2.89}; f_{ж}(s_{ж}) = 0.78 \cdot s_{ж}^2$$

В первом случае разработки для поддержания пластового давления используется азот. Всего за период разработки закачено в пласт 972 млн. м³ азота. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата из пласта в этом случае достигает 71.7% (рис.2). Во втором случае для поддержания пластового давления используется углекислый газ и его, закаченный в пласт, объем составляет 1024 млн. м³. Конечный коэффициент извлечения конденсата в этом случае составляет 74.2% (рис.2).

Для оценки степени эффективности закачки неуглеводородного газа (азота или углекислого газа) на газоконденсатную залежь проведены следующие варианты сопоставительных гидрогазодинамических расчетов:

Вариант I. Данный вариант характеризуется тем, что газоконденсатная залежь разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии до достижения давления забрасывания, определяемого технологическими условиями на промысле. В соответствии с отмеченным порядком ввода скважин в эксплуатацию и заданным условием годового отбора газа в объеме 5% от текущих запасов с учетом работы четырех добывающих скважин был установлен начальный среднесуточный дебит скважин. Дебит одной эксплуатационной скважины составил $640 \cdot 10^3$ м³/сут. газа, исходя из динамики показателей при истощении залежей.

Вариант II. В этом варианте применяется метод поддержания пластового давления путем закачки в пласт сухого газа.

По первому варианту разработки пласта на истощение продлится 20 лет. За этот период из модели пласта добыто 74% от начальных запасов газа и 29.3% от начальных запасов конденсата. За указанный период разработки пластовое давление

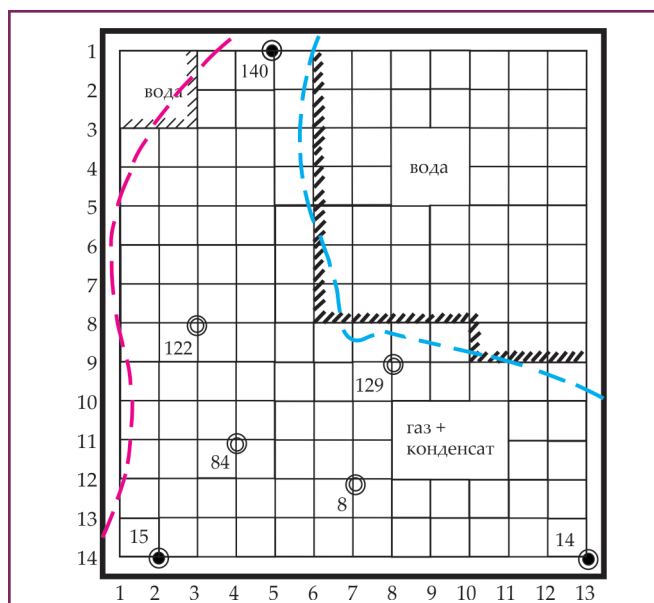


Рис.1. Схема залежи и расположение скважин

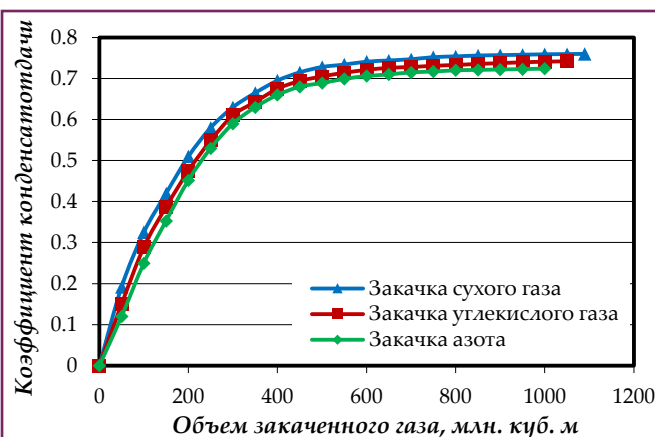
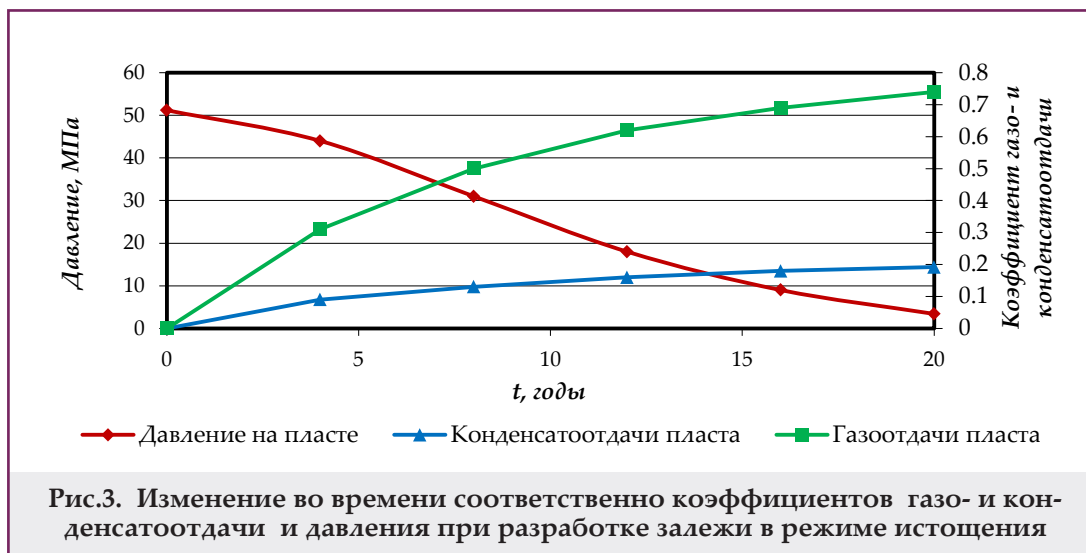


Рис.2. Изменение коэффициентов конденсатоотдачи от объема закаченного газа



снизилось от 52 МПа до 3.9 МПа (рис.3). За время прогнозных расчетов при разработке залежи в режиме истощения среднесуточные дебиты скважин снижаются с 640 тыс.м³/сут. до 7.4 тыс.м³/сут. по газу и с 50 т/сут. до 1.1 т/сут. по конденсату.

По второму варианту разработки весь добываемый газ после извлечения из него углеводородов C₅₊ закачивается в пласт. Для поддержания пластового давления на начальном уровне требуется дополнительная закачка газа, который компенсируется за счет других ресурсов. Прогнозный

коэффициент извлечения конденсата при этом достигает 76% (рис.2).

Сравнение показывает, что при воздействии на пласт азота или углекислого газа полученные конечные коэффициенты извлечения конденсата сопоставимы с вариантом закачки сухого газа. В связи со стоимостью и ограничением в доступе сухого и углекислого газа, предпочтение отдается использованию азота, как экономически выгодной альтернативы при процессе поддержания пластового давления.

Выводы

На основании математического моделирования исследованы методы воздействия на газо-конденсатный пласт неуглеводородным газом и установлено, что:

- увеличение коэффициента конденсатоизвлечения возможно более на 52% в сравнении с режимом разработки на истощение;
- коэффициент извлечения конденсата по вариантам поддержания пластового давления с использованием азота или углекислого газа почти не отличается от соответствующих результатов закачки сухого газа, и выбор любого из них должен базироваться на экономических показателях.

Литература

1. Закиров, С. Н. (1998). Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазо-конденсатных месторождений. Москва: Струна.
2. Гуревич, Г. Р. (1985). Способы повышения конденсатоотдачи пластов. Ежегодник «Итоги науки и техники». Серия «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Т. 16. Москва: ВИНТИ.
3. Аббасов, З. Я. (1993). Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Баку: Элм.
4. Брусилловский, А. И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Москва: Грааль.
5. Фейзуллаев, Х. А., Кулиев, Е. А. (2017). Моделирование водного воздействия на газоконденсатный пласт. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 8, 31-37.

References

1. Zakirov, S. N. (1998). Razrabotka gazovyh, gazokondensatnyh i neftegazo-kondensatnyh mestorozhdenij. Moskva: Struna.
2. Gurevich, G. R. (1985). Sposoby povysheniya kondensatootdachi plastov. Ezhegodnik «Itogi nauki i tekhniki». Seriya «Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij». T. 16. Moskva: VINITI.
3. Abbasov, Z. YA. (1993). Metody rascheta staticheskogo dinamicheskogo zabojnogo davleniya v gazovyh i gazokondensatnyh skvazhinah. Baku: Elm.
4. Brusilovsky A. I. (2002) Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Grail.
5. Feyzullayev, Kh. A., Kuliyeu, E. A. (2017). Modeling of water influence on a gas-condensate layer. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, 8, 31-37.

Повышение эффективности процесса извлечения конденсата на газоконденсатных месторождениях при различных режимах разработки

С.Д.Магerrамова

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Реферат

На основании математического моделирования исследованы возможности повышения коэффициента извлечения конденсата на газоконденсатных месторождениях при различных режимах разработки. Установлено, что конечный коэффициент извлечения конденсата существенно увеличивается по сравнению с режимом разработки на истощение путем поддержания пластового давления с использованием азота, также углекислого газа, и их результаты сопоставимы с соответствующими результатами закачки сухого газа.

Ключевые слова: проницаемость; пористость; давление; коэффициент конденсатоотдачи; закачка азота.

Qazkondensat yataqlarında kondensatın çıxarılması prosesinin müxtəlif işlənilmə rejimlərində səmərəliliyinin artırılması

S.D.Məhərrəmovə

AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Riyazi modelləşdirmə əsasında qazkondensat yataqlarında kondensatın çıxarılması prosesinin müxtəlif işlənilmə rejimlərində səmərəliliyinin artırılmasının mümkünlüyü tədqiq edilmişdir. İşlənilmənin tükənmə rejimi ilə müqayisədə azot, habelə CO₂ qazından istifadə etməklə lay təzyiqinin saxlanması yolu ilə son kondensatvermə əmsalının əhəmiyyətli dərəcədə artması və onların nəticələrinin quru qazın vurulmasının uyğun nəticələri ilə müqayisə olunan olması müəyyən edilmişdir.

Açar sözlər: keçiricilik; məsaməlik; təzyiq; kondensatvermə əmsalı; azotun vurulması.