



УДК 622.276.1/4.001.57

ИССЛЕДОВАНИЯ СЕГРЕГАЦИОННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФАЗ В РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

STUDIES OF SEGREGATION SEPARATING OF HYDROCARBON PHASES IN GASCONDENSATE DEPOSETS DEVELOPMENT

Самедов Т.А.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Фейзуллаев А.Х.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Аннотация. На основании применения математического моделирования исследованы процессы сегрегационного разделения углеводородных фаз в режиме истощения и извлечение ретроградного конденсата из истощенных газоконденсатных залежей. Установлено, что проявление сегрегационных процессов при разработке газоконденсатных залежей на остощеную приводит к образованию техногенной конденсатной оторочки вблизи газо-водяного контакта. При извлечении ретроградного конденсата из техногенных конденсатных оторочек заводнение является эффективным способом.

Ключевые слова: газ, конденсат, моделирование, залежь, сегрегационная разделения, термодинамика, равновесия, истощения.

Samedov T.A.

Azerbaijan State University of Oil And Industry

Feyzullayev A.X.

Azerbaijan State University of Oil And Industry

Annotation. Segregation separating processes of hydrocarbon phases have been carried out at the regimes of exhausting and extraction of retrograde condensate from exhausted gascondensate deposits on the basis of mathematical modeling. It has been determined that display of segregation processes in exhausted gascondensate deposits brings to formation of techogene condensate spots near the gas-water contact. When extracting retrograde condensate from techogene condensate spots injection can be effective method.

Keywords: gas, condensate, modeling segregation separating, theriodynamics, balance, exhaustion.

Известно, что традиционные вторичные методы извлечения выпавшего в пласте конденсата отличаются невысокой технологической эффективностью и низкой экономичности [1, 2, 4, 5, 7].

В [1–3] установлены, что в процессе истощения газоконденсатной залежи под действием капиллярных и гравитационных сил происходит перераспределение в продуктивной толще выпавшего конденсата, и вследствие этого, образуются техногенные конденсатные оторочки вблизи газо-водяного контакта, и применение горизонтальных скважин рекомендован как вторичный метод извлечения ретроградного конденсата из техногенной конденсатной оторочки.

Математическое моделирование данной проблемы сформулированы и исследованы в [1–3] частично, и моделирование решения этой проблемы, учитывающей применение горизонтальных скважин, в этих работах не рассматривались. В связи с этим, развитие изложенных идей и теоретическое изучение процесса сегрегационного разделения углеводородных фаз в режиме истощения и извлечение ретроградного конденсата из истощенных газоконденсатных залежей, представляются важной задачей.

Для исследования сегрегационного разделения углеводородных фаз в процессе разработки газоконденсатной залежи на истощение под действием капиллярных и гравитационных сил предлагается использовать модель трехмерной трехфазной фильтрации, являющейся частным случаем модели фильтрации многокомпонентных смесей. При этом вся трехфазная смесь разделена на три условных компонента – газ (C_{1-4}), конденсат (C_{5+}) и вода (H_2O), каждый из которых в пластовых условиях находится в трех фазах.

Изотермическое течение трехфазной фильтрации в пористой среде описывается следующей системой дифференциальных уравнений, получаемых объединением уравнения неразрывности по каждому трем фазам и обобщенного закона Дарси, с использованием допущения о локальном термодинамическом равновесии фаз [5]:

$$\operatorname{div} \left[k \left(\frac{f_g(s_g)}{\mu_g(p)} c_g^i \rho_g (\operatorname{grad} p_g - \gamma_g \operatorname{grad} H) + \frac{f_{ж}(s_{ж})}{\mu_{ж}(p)} \rho_{ж} c_{ж}^i (\operatorname{grad} p_{ж} - \gamma_{ж} \operatorname{grad} H) + \frac{f_e(s_e)}{\mu_e(p)} \rho_e c_e^i (\operatorname{grad} p_e - \gamma_e \operatorname{grad} H) \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \cdot (\rho_g c_g^i s_g + \rho_{ж} c_{ж}^i s_{ж} + \rho_e c_e^i s_e) \right] + \sum_{v=1}^S Q_v^i(t) \cdot \delta \cdot (x - x_v, y - y_v, z - z_v), \quad i = 1, 2, 3; \quad (1)$$



$$\sum_{i=1}^3 c_{\text{в}}^i = \sum_{i=1}^3 c_{\text{ж}}^i = \sum_{i=1}^3 c_{\text{г}}^i = 1, \quad s_{\text{в}} + s_{\text{ж}} + s_{\text{г}} = 1, \quad i = 1, 2, 3 \quad (x, y, z) \in D, \quad t \in (0, \bar{T}), \quad (2)$$

где $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{г}}$ – плотность водяной, жидкой (конденсат) и газовой фазы соответственно; $c_{\text{в}}^i, c_{\text{ж}}^i, c_{\text{г}}^i$ – доля i -го компонента в водяной, жидкой (конденсат) и газовой фазе соответственно; $\gamma_{\text{в}}, \gamma_{\text{ж}}, \gamma_{\text{г}}$ – удельный вес водяной, жидкой (конденсат) и газовой фазы соответственно; m – пористость; k – абсолютная проницаемость; $s_{\text{в}}, s_{\text{ж}}, s_{\text{г}}$ – насыщенность фазой водяной, жидкой (конденсат) и газовой соответственно; $f_{\text{в}}(s_{\text{в}}), f_{\text{ж}}(s_{\text{ж}}), f_{\text{г}}(s_{\text{г}})$ – относительная фазовая проницаемость водяной, жидкой (конденсат) и газовой фазы соответственно; $\mu_{\text{в}}(p), \mu_{\text{ж}}(p), \mu_{\text{г}}(p)$ – вязкость водяной, жидкой (конденсат) и газовой фазы соответственно; $p_{\text{в}}, p_{\text{ж}}, p_{\text{г}}$ – давление в фазе водяной, жидкой (конденсат) и газовой соответственно; $Q_v^i(t)$ – массовая плотность по компоненту i ; s – число скважин; $\delta(\cdot)$ – функция Дирака; x_v, y_v, z_v – координаты скважины по осям соответственно; D – область фильтрации; H – гипсометрия; \bar{T} – время разработки; t – время.

Учитывались капиллярные силы, и связь между давлениями в фазах выражается через капиллярные давления на границах раздела углеводородная жидкость-газ и вода-газ:

$$p_{\text{ж}} = p_{\text{г}} - p_{\text{сжг}}; \quad p_{\text{в}} = p_{\text{г}} - p_{\text{свг}},$$

где $p_{\text{сжг}}(p_{\text{свг}})$ – капиллярное давление на контакте конденсат-газ (вода-газ).

Система уравнений замыкается начальными и граничными условиями:

$$p_{\text{г}}(x, y, z, t)|_{t=0} = p_{\text{г}0}(x, y, z), \quad s_{\text{г}}(x, y, z, t)|_{t=0} = s_{\text{г}0}(x, y, z),$$

$$s_{\text{в}}(x, y, z, t)|_{t=0} = s_{\text{св.в}}(x, y, z), \quad (x, y, z) \in D, \quad (3)$$

$$\left. \frac{\partial p_{\text{г}}}{\partial n} \right|_{\Omega} = 0, \quad (x, y, z) \in \Omega, \quad (4)$$

где $s_{\text{св.в}}$ – связанная вода; Ω – граница области фильтрации; n – внешняя нормаль к границе.

Неизвестными в системе уравнений (1)–(4) являются газо- и воданасыщенности и давления $p_{\text{г}}$. Исключая из (1)–(4) давление в фазе водяной $p_{\text{в}}$ и жидкой $p_{\text{ж}}$, получим задачу относительно $p_{\text{г}}, s_{\text{в}}, s_{\text{г}}$:

$$\text{div} \left\{ \left[k \cdot \left(\frac{f_{\text{в}}(s_{\text{в}})}{\mu_{\text{в}}(p)} \rho_{\text{в}} c_{\text{в}}^i + \frac{f_{\text{ж}}(s_{\text{ж}})}{\mu_{\text{ж}}(p)} \rho_{\text{ж}} c_{\text{ж}}^i + \frac{f_{\text{г}}(s_{\text{г}})}{\mu_{\text{г}}(p)} \rho_{\text{г}} c_{\text{г}}^i \right) \cdot \text{grad} p_{\text{г}} - \right. \right.$$

$$- k \cdot \left(\frac{f_{\text{в}}(s_{\text{в}})}{\mu_{\text{в}}(p)} \rho_{\text{в}} c_{\text{в}}^i \gamma_{\text{в}} \text{grad} H + \frac{f_{\text{ж}}(s_{\text{ж}})}{\mu_{\text{ж}}(p)} \rho_{\text{ж}} c_{\text{ж}}^i \gamma_{\text{ж}} \text{grad} H + \frac{f_{\text{г}}(s_{\text{г}})}{\mu_{\text{г}}(p)} \rho_{\text{г}} c_{\text{г}}^i \gamma_{\text{г}} \text{grad} H \right) -$$

$$\left. \left. - \left(\frac{f_{\text{ж}}(s_{\text{ж}})}{\mu_{\text{ж}}(p)} \rho_{\text{ж}} c_{\text{ж}}^i \text{grad} p_{\text{сжг}} + \frac{f_{\text{в}}(s_{\text{в}})}{\mu_{\text{в}}(p)} \rho_{\text{в}} c_{\text{в}}^i \text{grad} p_{\text{свг}} \right) \right] \right\} =$$

$$= \frac{\partial}{\partial t} \left[m \cdot \left(\rho_{\text{в}} c_{\text{в}}^i s_{\text{в}} + \rho_{\text{ж}} c_{\text{ж}}^i s_{\text{ж}} + \rho_{\text{г}} c_{\text{г}}^i s_{\text{г}} \right) \right] + \sum_{v=1}^s Q_v^i(t) \cdot \delta \cdot (x - x_v, y - y_v, z - z_v), \quad i = 1, 2, 3, \quad (5)$$

$$s_{\text{ж}} = 1 - s_{\text{в}} - s_{\text{г}}, \quad \sum_{i=1}^3 c_{\text{в}}^i = \sum_{i=1}^3 c_{\text{ж}}^i = \sum_{i=1}^3 c_{\text{г}}^i = 1, \quad (x, y, z) \in D, \quad t \in (0, \bar{T}), \quad (6)$$

$$p_{\text{г}}(x, y, z, t)|_{t=0} = p_{\text{г}0}(x, y, z), \quad s_{\text{г}}(x, y, z, t)|_{t=0} = s_{\text{г}0}(x, y, z),$$

$$s_{\text{в}}(x, y, z, t)|_{t=0} = s_{\text{св.в}}(x, y, z), \quad (x, y, z) \in D, \quad (7)$$

$$\left. \frac{\partial p_{\text{г}}}{\partial n} \right|_{\Omega} = 0, \quad (8)$$



При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система уравнений (5) замыкается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} p_g &= p_g(p, T, c^1, c^2, c^3), \quad p_{ж} = p_{ж}(p, T, c^1, c^2, c^3), \quad p_e = p_e(p, T, c^1, c^2, c^3), \\ \mu_g &= \mu_g(p, T, c^1, c^2, c^3), \quad \mu_{ж} = \mu_{ж}(p, T, c^1, c^2, c^3), \quad \mu_e = \mu_e(p, T, c^1, c^2, c^3), \\ \rho &= \rho(p, T, c^1, c^2, c^3). \end{aligned} \tag{9}$$

Свойства газообразной, жидкой и водяной фаз (9), необходимые при решении системы уравнений (5)–(8), определяются из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} f_e^i - f_{ж}^i = 0, \quad i = \overline{1,3} \\ f_e^i - f_g^i = 0, \quad i = \overline{1,3} \\ c_{ж}^i F_{ж} + c_e^i F_e + c_g^i F_g - c^i = 0, \quad i = \overline{1,3} \\ F_{ж} + F_e + F_g = 1 \end{cases} \tag{10}$$

где $F_g, F_{ж}, F_e$ – молярная доля газовой, жидкой и водяной фазы в смеси; c^i – доля i -го компонента в смеси.

В системе (10) первые и вторые уравнения описывают соответственно условия термодинамического равновесия – равенство летучестей компонентов в сосуществующих газовой и жидкой, газовой и газовой фазах, а третье и четвертое уравнения – соответственно распределение компонентов смеси между фазами и уравнение материального баланса для фаз системы.

Используя начальные данные давления p , температуры T и по компонентному составу смеси $c^i (i = \overline{1,3})$, из системы уравнений (10) можно определить мольные доли $F_g, F_{ж}, F_e$ и составы паровой c_e^i жидкой $c_{ж}^i$ и газовой $c_g^i (i = \overline{1,3})$ фаз, на которые разделяется исходная смесь при заданных термодинамических условиях [5]. При этом летучести компонентов в газовой и жидкой, газовой и газовой фазах рассчитываются на основе известных термодинамических соотношений с использованием уравнений состояния фаз [6].

Согласно выполненным газогидродинамическим расчетам, режим истощения пласта продлится 20 лет. За этот период из модели пласта добыто 84 % от начальных запасов газа и 27,2 % от начальных запасов конденсата. За указанный период разработку пластовое давление снизилось от 45 МПа до 3,9 МПа (рис. 1). Процесс гравитационного разделения начинается достаточно быстро, уже через 7 лет после начала разработки распределение конденсатонасыщенности по вертикали заметно возрастает с глубиной. В нижнем слое залежи оно распределяется равномерно. На конце 20-го года разработки толщина конденсатной оторочки ретроградного конденсата примерно равно 24 м и она составляет 12 % от общей толщи газоносности при средней насыщенности конденсатом.

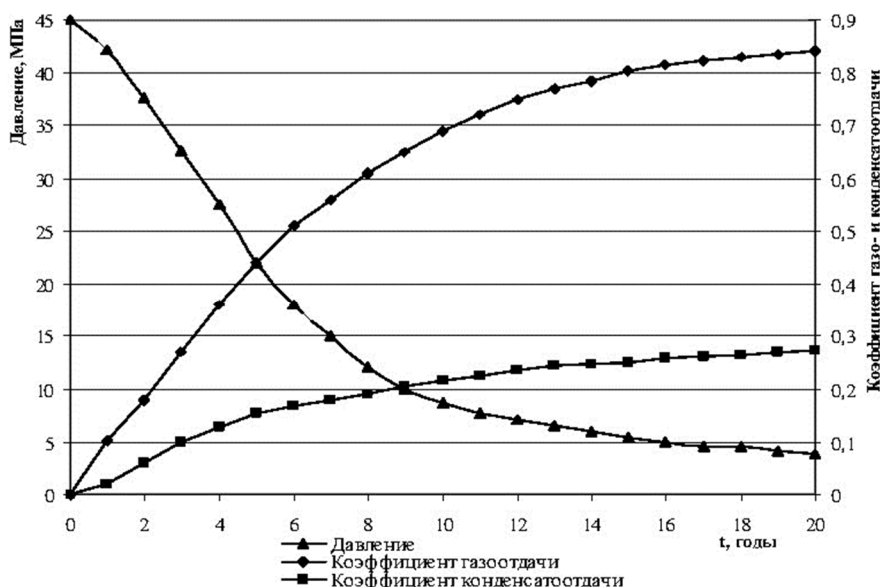


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента газо- и конденсатоотдачи и пластовое давление от времени разработки



Таким образом, на основе математического моделирования показано, что из техногенных конденсатных оторочек, образовавшихся в газо-водяном контакте под действием гравитационных сил на истощенных газоконденсатных залежах, можно извлечь ретроградный конденсат горизонтальными скважинами, пробуренными в этой оторочке, с применением закачки воды в пласт, которое является достаточно эффективным способом разработки по сравнению традиционных вторичных методов извлечения ретроградного конденсата [7].

Выводы

1. На базе трехфазной трехкомпонентной модели фильтрации флюидов в системе пласт-скважина смоделированы процесс сегрегационного разделения углеводородных фаз в режиме истощения и извлечение ретроградного конденсата из истощенных газоконденсатных залежей.
2. Установлено, что проявление сегрегационных процессов при истощении газоконденсатных залежей приводит к образованию техногенной конденсатной оторочки вблизи газо-водяного контакта, и заводнение является эффективным способом разработки техногенных конденсатных оторочек.

Литература:

1. Кашуба А.В., Назаров А.В., Вокуев В.С. Физическое и математическое моделирование сегрегационных процессов на насыпных моделях // Газовая промышленность. – 2011. – № 3. – С. 31–33.
2. Кашуба А.В., Назаров А.В. Изучение особенностей образования техногенной конденсатной оторочки // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 108–110.
3. Кашуба А.В. Предпосылки вторичной добычи конденсата из техногенных оторочек // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 56–61.
4. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М. : Струна, 1998. – 628 с.
5. Фейзуллаев Х.А., Кулиев Е.А. Моделирование водного воздействия на газоконденсатный пласт // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 8. – С. 31–37.
6. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М. : Грааль, 2002. – 575 с.
7. Фейзуллаев Х.А., Халилов М.С., Кулиев Э.А., Магеррамова С.Д. Моделирование газового воздействия на газоконденсатный пласт на завершающей стадии разработки // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – № 8. – С. 48–52.

References:

1. Kashuba A.V., Nazarov A.V., Vokuyev V.S. Physical and mathematical modeling of the segregated processes on the bulk models // Gas industry. – 2011. – № 3. – P. 31–33.
2. Kashuba A.V., Nazarov A.V. Study of the peculiarities of the technogenic condensate rim formation // Oil industry. – 2011. – № 6. – P. 108–110.
3. Kashuba A.V. Prerequisites for the secondary extraction of the condensate from the technogenic rims // Science and technology in the gas industry. – 2011. – № 2. – P. 56–61.
4. Zakirov S.N. Development of the gas, gas condensate and oil and gas condensate fields. – M. : Struna, 1998. – 628 p.
5. Feizullaev Kh.A., Kuliev E.A. Modeling of the water influence on the gas condensate stratum // Avtomatization, telemechanization and communication in the oil industry. – M. : JSC «VNIOENG», 2017. – № 8. – P. 31–37.
6. Brusilovsky A.I. Phase transformations during development of oil and gas fields. – M. : Grail, 2002. – 575 p.
7. Feizullaev Kh.A., Khalilov M.S., Kuliev E.A., Magerramova S.D. Modeling of the gas influence on the gas condensate formation at the final stage of development // Automation, telemechanization and communication in the oil industry. – M. : JSC «VNIOENG», 2018. – № 8. – P. 48–52.