

Евгений Сергеевич МАКАРОВ¹
Антон Юрьевич ЮШКОВ²
Александр Сабурович РОМАНОВ³

УДК 62-91

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТА ИЗ АЧИМОВСКИХ ПЛАСТОВ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

- ¹ аспирант, Тюменский государственный университет;
ведущий специалист департамента геологии и разработки газовых месторождений,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
esmakarov2@rosneft.ru
- ² кандидат технических наук, старший эксперт экспертного совета,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
ayuushkov@rosneft.ru
- ³ кандидат технических наук, руководитель группы проектирования разработки
департамента геологии и разработки газовых месторождений,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
asromanov@rosneft.ru

Аннотация

Целью данной работы является оценка технологической эффективности методов увеличения конденсатотдачи из ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (пласт Ач₅²⁻³ в пределах Восточно-Уренгойского лицензионного участка). Отличительные особенности ачимовских пластов — это низкая проницаемость (порядка 1 мД) и аномально высокое начальное пластовое давление (≈ 600 атм).

Технологические расчеты выполнены на композиционной гидродинамической модели, реализованной в формате ECLIPSE 300. Для моделирования методов повышения

Цитирование: Макаров Е. С. Исследование способов дополнительного извлечения газоконденсата из ачимовских пластов на гидродинамических моделях / Е. С. Макаров, А. Ю. Юшков, А. С. Романов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 1. С. 79-90. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90

конденсатоотдачи на одном из участков пласта $Aч_5^{2-3}$ авторами был подобран элемент разработки, в котором средние параметры соответствовали параметрам полномасштабной модели. Оценка эффективности различных методов выполнялась сравнением выбранных методов с базовым сценарием, представляющим традиционную схему разработки залежи газа — истощение. В качестве альтернативных сценариев управления разработкой рассматривались методы поддержания пластового давления путем закачки в пласт различных агентов: сухого газа («сайклинг»), азота, воды и смешанного воздействия газа и воды (водогазовое воздействие). Помимо этого подбиралось оптимальное соотношение нагнетательных и добывающих скважин, величина компенсации закачки и темп отбора газа.

Экономическая эффективность различных сценариев разработки оценивалась по упрощенной экономической модели. Принципом ранжирования вариантов служил интегральный параметр, включающий в себя учет как технологических (коэффициенты извлечения газа/конденсата, КИГ/КИК), так и экономических показателей (ЧДД — чистый дисконтированный доход, ДДГ — дисконтированный доход государства).

Результаты проведенных исследований по увеличению конденсатоотдачи пластов свидетельствуют об эффективности применения нетрадиционных технологий при разработке газоконденсатных месторождений. Это достигается в первую очередь относительным увеличением конденсатоотдачи на 40-50% по сравнению с базовым сценарием разработки.

Ключевые слова

Композиционная модель, газоконденсат, конденсатоотдача, сайклинг, разработка залежи, ачимовские пласты.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90

Введение

Большинство газоконденсатных месторождений России разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии. При таком способе разработки в пласте происходит выпадение из пластового газа жидкого УВ-конденсата ($C_{5+высш}$). В масштабе пор породы-коллектора количество выпавшей жидкости незначительно, но при этом жидкая фаза является неподвижной и практически не извлекается из пласта. В жидкую фазу в пласте может перейти 50-60% от начального содержания конденсата в пластовом газе. Это приводит к существенному снижению итогового коэффициента извлечения конденсата (КИК). Единственным способом разработки, при котором не будет происходить перехода флюида в двухфазное состояние, является поддержание пластового давления (ППД). Для газоконденсатных залежей в качестве закачиваемого агента может применяться «осушенный» от конденсата добываемый газ, либо неуглеводородные газы, например, азот. По результатам многочисленных исследований других авторов [2-6] экономическая эффективность обратной закачки газа (сайклинг-процесса) является весьма низкой или отрицательной. Однако инженерная оценка вари-

антов с закачкой азота практически не проводилась. С учетом развития технологий получения азота данные варианты разработки могут оказаться достаточно перспективными. Эти варианты рассмотрены в данной статье.

Методы исследования

В качестве объекта исследования выбрана газоконденсатная залежь Уренгойского НГКМ (пласт $Aч_5^{2-3}$ в районе Восточно-Уренгойского лицензионного участка). Средняя глубина залежи составляет 3 600 м, проницаемость порядка 1 мД. Пласт характеризуется аномально высоким пластовым давлением (АВПД) около 600 бар, начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составляет в среднем 380 г/м³.

Для моделирования методов повышения конденсатоотдачи был выбран элемент разработки (секторная модель), в котором средние параметры соответствовали параметрам полномасштабной модели залежи.

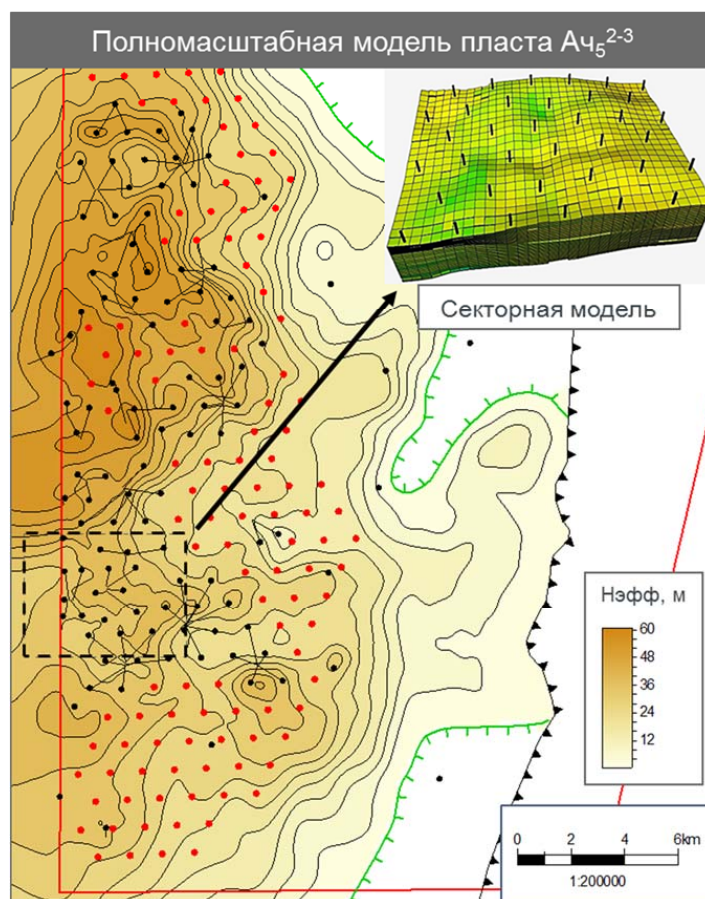


Рис. 1. Объект исследования — пласт $Aч_5^{2-3}$ и элемент разработки, выбранный для моделирования

Fig. 1. The object of study is the $Aч_5^{2-3}$ geological horizon and the element of development chosen for modeling

Годовой темп отбора газа в период «плато» по базовому сценарию разработки элемента (истощение) составляет 3,3% от начальных геологических запасов газа (НГЗ). Это соответствует принятой проектной величине, обоснованной для разработки всей залежи в пределах лицензионного участка. Количество добывающих скважин в секторной модели определено исходя из проектной величины извлекаемых запасов газа, приходящихся на одну скважину. На секторной модели воспроизведена «масштабированная история» добычи газа (15 лет) и прогнозный период полномасштабной разработки (ПМР) — 35 лет.

Для соблюдения принципа сопоставимости вариантов разработки между собой общее число скважин во всех последующих вариантах оставалось неизменным (36 ед.). Экономическая эффективность различных сценариев разработки оценивалась по упрощенной экономической модели.

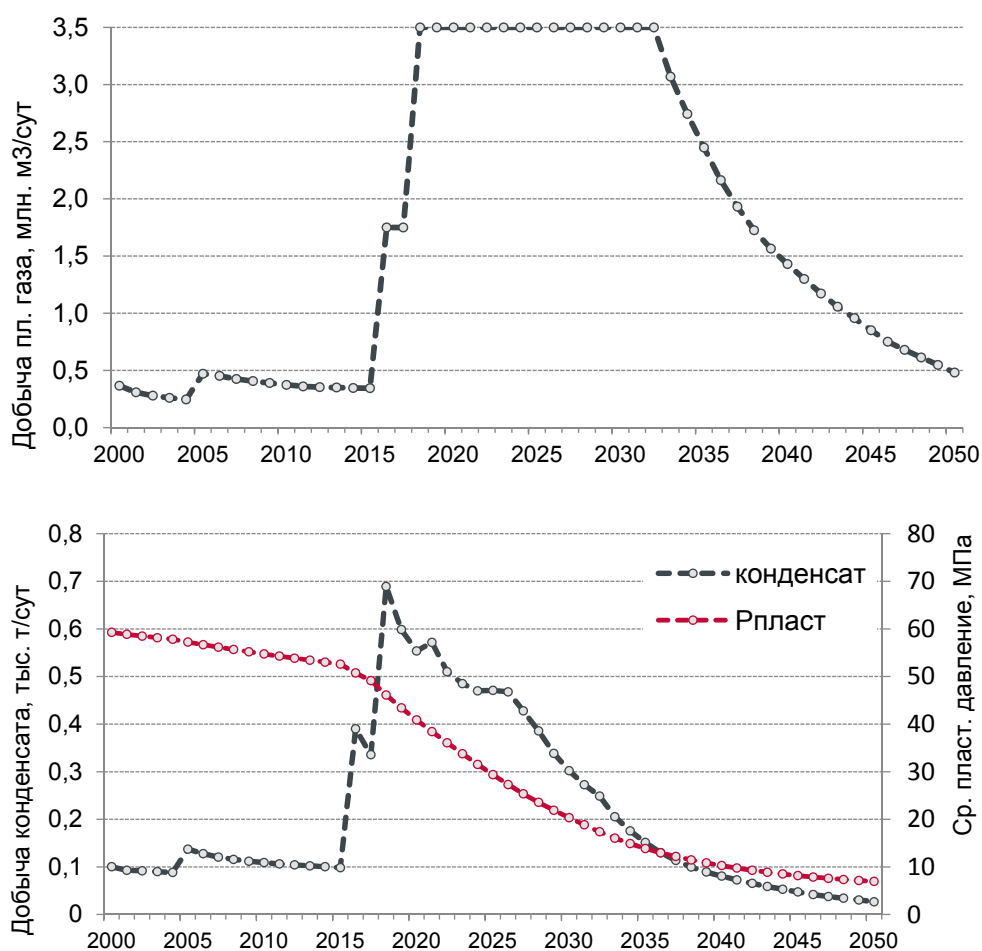


Рис. 2. Имитация базового варианта полномасштабной разработки пласта $Aч_5^{2-3}$ на секторной модели

Fig. 2. Simulation of the base variant of the $Aч_5^{2-3}$ geological horizon full-scale development using the sector model

Для оценки технологической и экономической эффективности методов поддержания пластового давления (ППД) были рассмотрены следующие варианты разработки:

- 1) варианты группы 1 — варианты на истощение, различающиеся темпом отбора газа от НГЗ в период ПМР (3,3 и 4,9 %);
- 2) варианты группы 2 — варианты с ППД обратной закачкой сухого газа (сайклинг), различающиеся как темпом отбора в период ПМР, так и соотношением нагнетательных и добывающих скважин;
- 3) варианты группы 3 — варианты с ППД закачкой азота, различающиеся как темпом отбора в период ПМР, так и соотношением нагнетательных и добывающих скважин.

Кроме перечисленных рассмотрен ряд дополнительных вариантов с закачкой воды, варианты с попеременной закачкой газа и воды и др. В данной статье они не рассматриваются, т. к. эффективность этих вариантов оказалась низкой. Для сравнения вариантов между собой использовались итоговые коэффициенты извлечения конденсата и газа (КИК, КИГ), а также экономические показатели эффективности (ЧДД — чистый дисконтированный доход, ДДГ — дисконтированный доход государства). В качестве комплексного параметра использовался интегральный показатель оптимальности, включающий в себя совместное влияние технологических и экономических показателей.

В соответствии с методическими рекомендациями по подготовке проектных документов по разработке месторождений интегральный показатель ($T_{\text{опт}}$) рассчитывался для каждого варианта следующим образом:

$$T_{\text{опт}}(i) = H_{\text{кин}}(i) + H_{\text{киг}}(i) + H_{\text{кик}}(i) + H_{\text{чдд}}(i) + H_{\text{ддг}}(i),$$

$$H_{\text{кин}} = K_{\text{кин}}(i) / \max(K_{\text{кин}}(i), \dots, K_{\text{кин}}(n)),$$

$$H_{\text{киг}} = K_{\text{киг}}(i) / \max(K_{\text{киг}}(i), \dots, K_{\text{киг}}(n)),$$

$$H_{\text{кик}} = K_{\text{кик}}(i) / \max(K_{\text{кик}}(i), \dots, K_{\text{кик}}(n)),$$

$$H_{\text{чдд}} = \text{ЧДД}(i) / \max(\text{ЧДД}(i), \dots, \text{ЧДД}(n)),$$

$$H_{\text{ддг}} = \text{ДДГ}(i) / \max(\text{ДДГ}(i), \dots, \text{ДДГ}(n)),$$

где $H_{\text{кин}}$ — нормированный коэффициент извлечения нефти i -ого варианта разработки; $H_{\text{киг}}$ — нормированный коэффициент извлечения газа i -ого варианта разработки; $H_{\text{кик}}$ — нормированный коэффициент извлечения конденсата i -ого варианта разработки; $H_{\text{чдд}}$ — нормированный ЧДД пользователя недр i -ого варианта разработки; $H_{\text{ддг}}$ — нормированный накопленный ДДГ i -ого варианта разработки.

Оценка вариантов с обратной закачкой «осушенного» газа

На первом этапе технико-экономической оценки авторами выполнялось сравнение прогнозных вариантов с закачкой сухого газа (сайклинг-процесс, варианты группы 2) относительно базового варианта (разработка в режиме истощения пластовой энергии).

Результаты технико-экономических расчетов и краткая характеристика вариантов с ППД закачкой осушенного газа приведены на рис. 3 и в таблице 1. Закачка сухого газа реализуется с 2018 года, то есть в момент выхода добычи газа на «плато». После 22 лет закачки нагнетательные скважины переводятся в добывающие, и дальнейшая разработка пласта осуществляется на режиме истощения пластовой энергии.

Наибольший прирост добычи по конденсату получен при соотношении нагнетательных и добывающих скважин 1/2, но при этом по всем вариантам сайклинга потери в КИГ составят 7-8 %. Несмотря на дополнительные объемы добычи конденсата все варианты с реализацией сайклинга по интегральному показателю ($T_{\text{опт}}$) уступают варианту разработки на истощение.

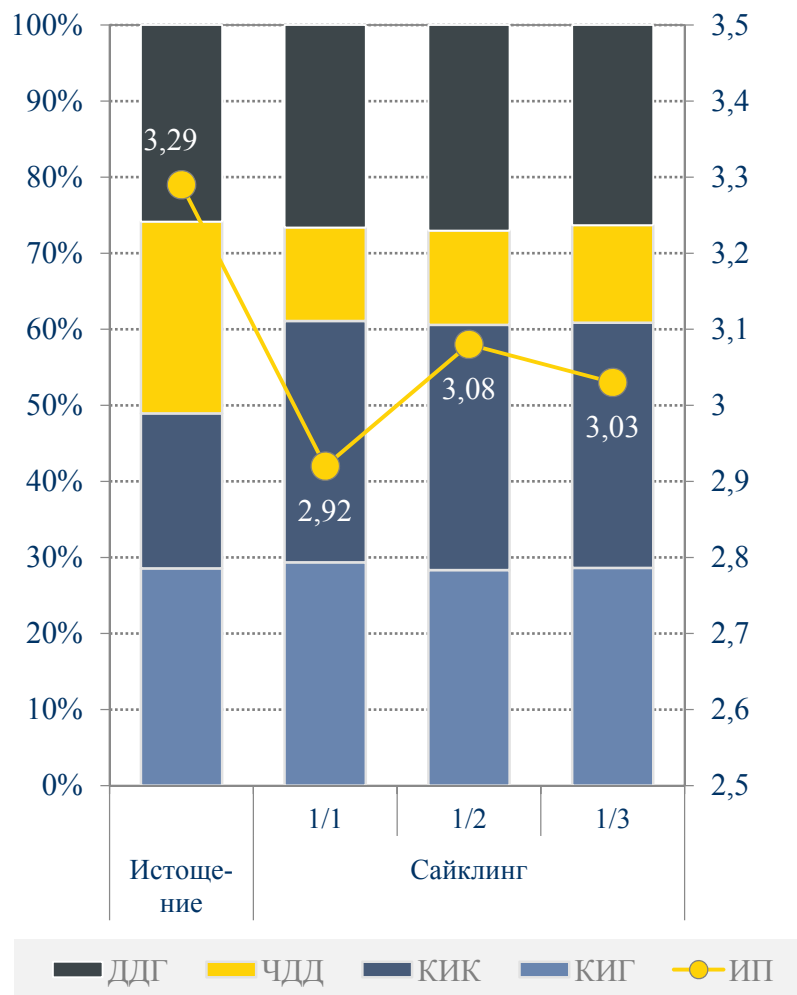


Рис. 3. Технико-экономическая характеристика вариантов с закачкой сухого газа («сайклинг»)

Fig. 3. Technical and economic characteristics of the variants with the dry gas injection ("Cycling")

Таблица 1

Сопоставление технологических показателей разработки. Сценарии с закачкой сухого газа

Table 1

Comparison of the development technological parameters. Scenarios with the dry gas injection

Показатели	Сценарии разработки			
	Закачка сухого газа (саклинг)			Истощение
	Соотн. нагн. к доб.			
	1 / 1	1 / 2	1 / 3	
Коэфф. извлечения газа, %	78.9	79.9	79.8	86.4
Коэфф. извлечения конденсата, %	37.7	40.4	39.7	27.1
Измен. КИГ отн. базового варианта, %	-8.7	-7.5	-7.6	0.0
Измен. КИК отн. базового варианта, %	39.4	49.2	46.6	0.0
Рост КИК отн. базового варианта, %	10.7	13.3	12.6	0.0

Оценка вариантов с закачкой азота

На следующем этапе проведена оценка эффективности вариантов с закачкой азота в пласт. Кроме принципиального различия в типе агента для поддержания пластового давления эти варианты отличаются от вариантов «сайклинга» отсутствием заключительного этапа разработки на истощение. В данном случае закачка азота проводится вплоть до самого окончания разработки. С точки зрения конденсатоотдачи наилучшим из представленных вариантов стал тот, в котором соотношение нагнетательных и добывающих скважин составляло 1/2. Результаты технико-экономических расчетов, приведенные на рис. 4 и в таблице 2, свидетельствуют, что относительный прирост КИК по нему составляет около 50 %. Кроме того, в вариантах с закачкой азота и соотношениями нагнетательных и добывающих скважин составляющими 1/2 и 1/3 наблюдается увеличение на 0,5 и 0,4 % значений коэффициентов извлечения газа (КИГ).

Несмотря на дополнительные объемы добычи конденсата, все варианты с поддержанием пластового давления закачкой азота, за исключением варианта при соотношении нагнетательных и добывающих скважин составляющем 1/2, по интегральному показателю уступают варианту разработки на «истощение». Максимальные приросты КИК и КИГ наблюдаются для варианта с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1/2 (рис. 5). В отличие от вариантов со «сайклингом», в вариантах с закачкой азота лучший вариант имеет значение $T_{\text{онт}}$ выше базового («истощение»), что свидетельствует об эффективности применения азота в качестве закачиваемого агента для увеличения КИК.

Таблица 2

Сопоставление технологических показателей разработки. Сценарии с закачкой азота

Table 2

Comparison of the development technological parameters. Scenarios with the nitrogen injection

Показатели	Сценарии разработки			
	Закачка углеводор. газа (азота)			Истощение
	Соотн. нагн. к доб.			
	1 / 1	1 / 2	1 / 3	
Коэфф. извлечения газа, %	80.7	86.8	86.8	86.4
Коэфф. извлечения конденсата, %	37.7	40.6	39.2	27.1
Измен. КИГ отн. базового варианта, %	-6.6	0.5	0.4	0.0
Измен. КИК отн. базового варианта, %	39.1	50.0	45.0	0.0
Рост КИК отн. базового варианта, %	10.6	13.5	12.2	0.0

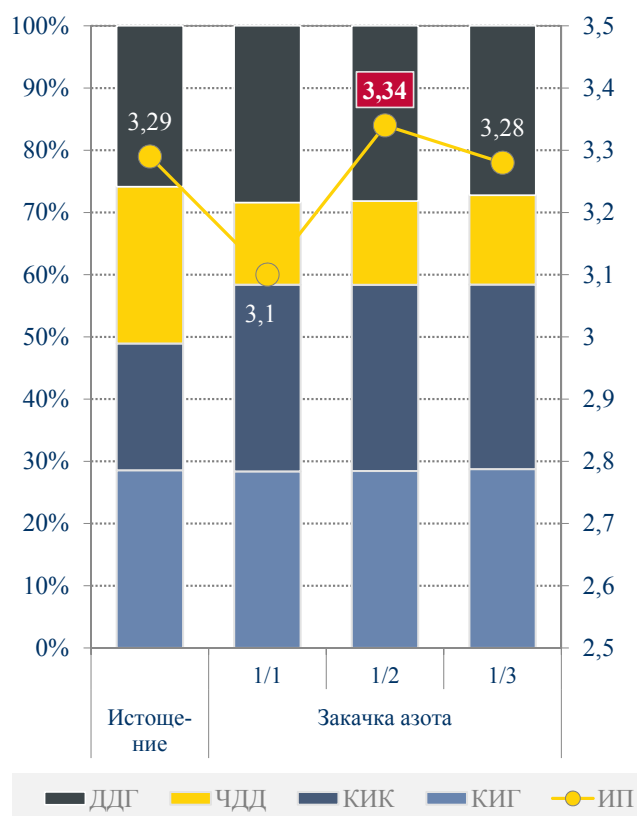


Рис. 4. Технико-экономическая характеристика вариантов с закачкой азота

Fig. 4. Technical and economic characteristics of the variants with the nitrogen injection

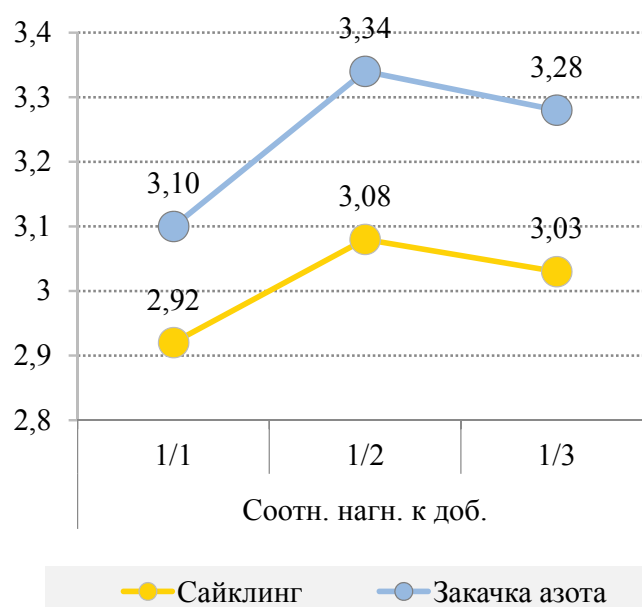


Рис. 5. Сопоставление вариантов с закачкой сухого газа и азота при различном соотношении нагнетательных и добывающих скважин

Fig. 5. Comparison of the variants with the pumping dry gas or nitrogen at the different ratio of the injection and production wells

Заключение

Таким образом, на основе анализа литературных источников авторами выявлены наиболее эффективные способы повышения извлечения конденсата из газоконденсатных залежей. Некоторые из них было решено воспроизвести на композиционной гидродинамической модели участка одного из ачимовских пластов Уренгойского НГКМ. Для этого было выполнено следующее:

1. Подготовлена секторная модель с учетом критериев подобия.
2. Рассчитаны прогнозные показатели базового варианта разработки («истощение»). Полученный на секторе профиль добычи полностью имитирует полномасштабный сценарий разработки пласта $Aч_5^{2-3}$.
3. Подготовлена серия вариантов разработки, включающая способы повышения КИК.
4. Выполнено гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка основных методов увеличения КИК, основанных на поддержании пластового давления с закачкой углеводородных и неуглеводородных агентов, закачкой воды, а также комбинированной закачкой воды и газа.

Полученные результаты свидетельствуют, что при реализации закачки азота в условиях ачимовских отложений Уренгойского НГКМ ожидается относительное увеличение конденсатоотдачи на 40-50 %. При этом, данный вариант является эффективнее традиционного «истощения» по интегральному показателю,

что позволяет говорить о перспективах его оценки в проектных документах для разработки других газоконденсатных залежей.

В качестве дополнительных результатов можно отметить следующее:

1. Авторами разработана матрица применимости и эффективности методов повышения компонентоотдачи с применением методики численной критериальной оценки.
2. По результатам расчетов на секторной гидродинамической модели в вариантах с закачкой азота ожидается не только прирост в добыче конденсата на 40-50% относительно базового варианта разработки, но и небольшой прирост в добыче сухого газа.
3. В качестве рекомендуемого сценария закачки азота выделяется вариант с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1/2, компенсация добычи закачкой — 100%.
4. Проработана концепция обустройства наземного оборудования, обеспечивающего обратную закачку в пласт газа; капитальные затраты учтены в экономических расчетах.
5. Подтверждена эффективность закачки азота и на более поздних этапах разработки месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусиловский. М.: Грааль, 2002. 575 с.
2. Лютомский С. М. Оценка возможности применения сайклинг процесса при разработке ачимовских залежей / С. М. Лютомский, В. Е. Мискевич, И. Ю. Юшков, С. В. Лаптева, Н. В. Лепина // Газовая промышленность. 2006. № 7. С. 24-26.
3. Тер-Саркисов Р. М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, А. И. Гриценко, А. Н. Шандрыгин. М.: Недра, 1996. 233 с.
4. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов / Р. М. Тер-Саркисов. М.: Недра, 1999. 237 с.
5. Шабаров А. Б. Физико-математическая модель и метод расчета течения газоконденсатной смеси в пласте / А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2014. № 7. С. 7-18.
6. Шандрыгин А. Н. Повышение эффективности разработки газовых, газо-конденсатных и нефтегазоконденсатных залежей с трещиновато-пористыми и неоднородными пористыми коллекторами: дис. д-ра техн. наук / А. Н. Шандрыгин. Москва, 1993. 453 с.
7. Kolbikov S. V. Gas-Condensate Recovery for the Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency / S. V. Kolbikov // SPE-136380. 2010. DOI: 10.2118/136380-MS

Evgeny S. MAKAROV¹

Anton Y. YUSHKOV²

Alexander S. ROMANOV³

STUDY OF THE EFFICIENCY OF METHODS FOR ENHANCED CONDENSATE RECOVERY, BASED ON RESERVOIR SIMULATION MODELS

¹ Postgraduate Student,
Institute of Physics and Technology, Tyumen State University;
Head Specialist, LLC “Tyumen Petroleum Research Centre”
esmakarov2@rosneft.ru

² Cand. Sci. (Tech.), Head Expert,
LLC “Tyumen Petroleum Research Centre”
ayyushkov@rosneft.ru

³ Cand. Sci. (Tech.), Team Leader,
LLC “Tyumen Petroleum Research Centre”
asromanov@rosneft.ru

Abstract

The purpose of this work is to assess the technological effectiveness of methods for increasing the condensate recovery from the Achim deposits of the Urengoy oil and gas condensate field (geological horizon Ach₅²⁻³, the East-Urengoy License Area). The distinctive features of the Achim deposits are low permeability (of the order of 1 mD) and anomalously high initial reservoir pressure (≈ 600 atm).

Technological calculations were performed using the composite hydrodynamic model implemented in the ECLIPSE 300 format. For the modeling of the methods of increasing the condensate recovery the authors selected the development element at one of the sections of the Ach₅²⁻³ reservoir in which the average parameters corresponded to the parameters of the full-scale model. Evaluation of the effectiveness of various methods was performed by comparing the selected methods with the baseline scenario, which represents the traditional scheme for the development of the gas deposit — depletion. As alternative scenarios of the

Citation: Makarov E. S., Yushkov A. Y., Romanov A. S. 2017. “Study of the Efficiency of Methods for Enhanced Condensate Recovery, Based on Reservoir Simulation Models”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 1, pp. 79-90.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90

development, the methods for sustaining reservoir pressure by injecting various agents into the reservoir were considered: dry gas ("cycling"), nitrogen, water, mixed effects of gas and water (water and gas impact). In addition, the optimal ratio of injection and production wells, the amount of injection compensation, and the rate of gas extraction were selected.

Using the simplified economic model the economic efficiency of various development scenarios was evaluated. The principle of the variants ranking was the integral parameter, which includes accounting both technological (gas / condensate extraction coefficients) and economic indicators (net discounted profit, discounted state profit).

The results of performed studies for increasing the condensate recovery from reservoirs show the effectiveness of the use of non-traditional technologies for the development of gas condensate deposits. This is achieved primarily by a relative increase in condensate recovery by 40-50% compared with the baseline scenario.

Keywords

Composition model, gas condensate, condensate recovery, cycling, reservoir development, Achim deposits.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-1-79-90

REFERENCES

1. Brusilovskii A. I. 2002. Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke nefi i gaza [Phase transitions at oil and gas development]. Moscow: Graal'.
2. Lyutomskiy S. M., Miskevich V. E., Yushkov I. Yu., Lapteva S. V., Lepina N. V. 2006. "Otsenka vozmozhnosti primeneniya saykling protsessa pri razrabotke achimovskikh zalezhey" [Assessment of the Possibility of Cycling Process Using at the Development of Achimov Deposits]. Gas Industry of Russia, no 7, pp. 24-26.
3. Ter-Sarkisov R. M., Gritsenko A. I., Shandrygin A. N. 1996. Razrabotka gazokondensatnykh mestorozhdeniem s vozdeystviem na plast [Development of the Gas-Condensate Fields with an Impact on the Reservoir]. Moscow: Nedra.
4. Ter-Sarkisov R. M. 1999. Razrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov [Development of the Natural Gas Deposits]. Moscow: Nedra.
5. Shabarov A. B. 2014. "Fiziko-matematicheskaya model' i metod rascheta techeniya gazokondensatnoy smesi v plaste" [Physico-Mathematical Model and Method for Calculating the Flow of a Gas-Condensate Mixture in a Reservoir]. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, no 7, pp. 7-18.
6. Shandrygin A.N. 1993. "Povyshenie effektivnosti razrabotki gazovykh, gazo-kondensatnykh i neftegazokondensatnykh zalezhey s treshchinovato-poristymi i neodnorodnymi poristymi kollektorami" [Increase Effective of Development Gas, Gas-Condensate and Oil-Gas-Condensate Fields with Fractured Porous and Non-Uniform reservoirs]. Dr. Sci. (Tech.) diss. Moscow.
7. Kolbikov S. V. 2010. "Gas-Condensate Recovery for the Low Permeable Sands, Gas Cycling Efficiency". SPE-136380. DOI: 10.2118/136380-MS