

УДК 550.82

**Проблематика адаптации модели газоконденсатной залежи в условиях
малого объема и низкой достоверности исходных данных**

П. А. Шульгин^{1*}, Е. В. Рауданен¹, Р. Р. Шакиров²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

²ООО «Кыньско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема адаптации гидродинамической модели (ГДМ) газоконденсатной залежи при малом количестве и низкой достоверности промысловых и лабораторных исследований. Цель работы — качественный прогноз разработки. В рамках поставленной задачи изучены все имеющиеся результаты анализов глубинных проб пластового флюида. Проведен анализ состава проб воды, отобранной в процессе разработки; данных месячных эксплуатационных рапортов; замеров установки для газоконденсатных исследований скважин. Проведена адаптация ГДМ путем проведения многовариантных расчетов. Продемонстрирован подход к ретроспективному анализу промысловых и лабораторных данных с целью снятия неопределенностей при проектировании разработки. Выполненная работа позволила определить наиболее вероятное содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе, а также оценить риск продвижения пластовой воды в залежь в будущем. При проектировании разработки с целью снижения темпов обводнения скважин рекомендовано исключить две крайние скважины. Рассмотрен вариант перевода части газовых скважин в водозаборные на стадии падающей добычи, что позволит снизить темпы обводненности всего промысла.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь; кривая конденсатосодержания; генезис воды; гидродинамическая модель; многовариантные расчеты

**The problem of adapting the gas-condensate reservoir model under
conditions of a low volume and low reliability of the initial data**

Pavel A. Shulgin^{1*}, Evgeniya V. Raudanen¹, Ravil R. Shakirov²

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article is dedicated to the problem of adapting the hydrodynamic model of a gas-condensate reservoir with a low volume and low reliability of the field and laboratory data. The purpose of the work is a qualitative reservoir development forecast. All available formation fluid downhole samples were studied. The authors analyzed water samples taken during the reservoir development process. The monthly production reports data and the gas-condensate well testing installation measurements were used in the article. The authors carried out the hydrodynamic model multivariate calculations in order to mathematically repeat historical waterflooding. An approach to the retrospective analysis of the production and laboratory data is shown in order to remove uncertainties in the reservoir and production engineering. The work performed made it possible to determine the

most probable content of C_{5+} components in the reservoir gas, as well as to assess the risk of the future formation water invasion into the reservoir. As a result of this work, it was recommended to exclude two edge wells in order to reduce the gas well waterflooding. In addition, the authors calculated an improved reservoir development variant. They proposed to transfer a part of gas wells to water wells at the stage of declining production. This operation will reduce the reservoir waterflooding rate.

Key words: gas-condensate reservoir; condensate content curve; water genesis; hydrodynamic model; multivariate calculations

Введение

Будущее добычи углеводородного сырья (УВС) на севере Западной Сибири в настоящее время связано с освоением сравнительно небольших месторождений (извлекаемые запасы газа 50–100 млрд m^3), к проектированию разработки которых требуется тщательный подход. Группа таких месторождений расположена в пределах Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Освоение этих месторождений осуществляется медленно, что в немалой степени связано с природно-географическими условиями местности, характеризующимися суровостью и труднодоступностью. Основными углеводородами по объемам запасов этих месторождений являются газ и конденсат. Некоторые месторождения находились в разработке, но в настоящее время законсервированы [1].

Доля конденсата высока от общей продажи УВС. Газоконденсат является вторичным продуктом, выделяемым из добываемого газа, однако в объеме выручки его доля может достигать 50 % и более. Для планирования разработки газоконденсатных залежей и обустройства промысла необходим комплексный подход.

В данной статье на примере газоконденсатной залежи одного месторождения из вышеупомянутой группы показана вариативность кривой потенциального содержания компонентов C_{5+} в пластовом газе и источников обводнения газоконденсатных скважин в условиях малого объема и низкой достоверности исходных данных. Данная информация необходима для достоверного прогнозирования разработки после расконсервации этого месторождения.

Объект и методы исследования

Рассматриваемый в работе газоконденсатный объект — $Ю_1^0$ — основной на месторождении. Пробурена 21 газовая скважина. Разработка объекта $Ю_1^0$ велась с 2005 по 2007 гг. Объект разрабатывался в режиме истощения. Выработка запасов составляет 10 % — начальная стадия разработки.

На 01.01.2021 месторождение находится в консервации по причине отсутствия промыслового обустройства.

Краткая геолого-физическая характеристика объекта приведена в таблице 1.

Для объекта $Ю_1^0$ выделяются две основные неопределенности:

- 1) начальное содержание компонентов C_{5+} в пластовом газе;
- 2) генезис добываемой воды в период разработки 2005–2007 гг.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пласта Ю₁⁰

Параметр	Единица измерения	Ю ₁ ⁰
Абсолютная отметка залегания кровли, м	м	2 677,4
Тип коллектора	м	Терригенный
Площадь нефтеносности	тыс. м	—
Площадь газоносности	тыс. м ²	129 983
Средняя газонасыщенная толщина	м	12,2
Коэффициент пористости, доли ед.	м	0,17
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	0,7
Проницаемость	мД	77
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,68
Расчлененность	—	8
Начальная пластовая температура,	°С	77
Начальное пластовое давление	МПа	29

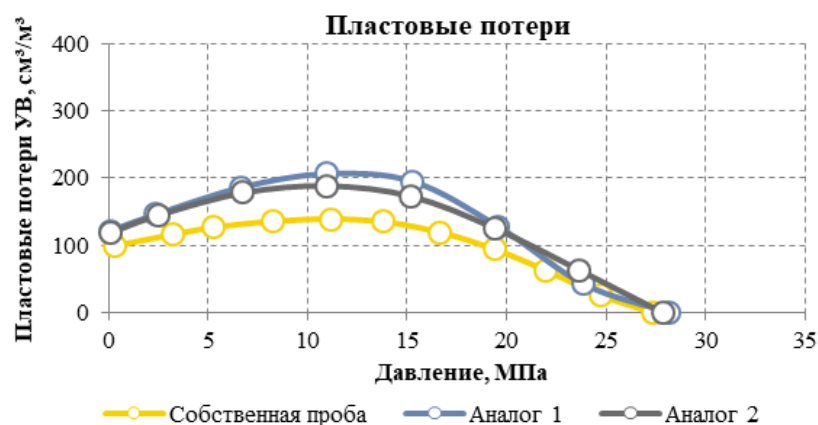
Для определения наиболее достоверного содержания компонентов С₅₊ в пластовом газе проведено сравнение собственных проб газа с пластами-аналогами, привлечены результаты газоконденсатных исследований (ГКИ).

Генезис воды установлен в результате анализа отобранных проб воды, оценки водогазового фактора (ВГФ), расположения скважин относительно внешнего контура газоносности.

Адаптация гидродинамической модели выполнена путем проведения многовариантных расчетов.

Результаты

Для определения зависимости содержания газоконденсатных компонентов С₅₊ в пластовом газе от давления в первую очередь рассмотрены собственные пробы газа пласта Ю₁⁰. Определена единственная кондиционная проба [2]. Проведено сравнение пластовых потерь компонентов С₅₊ с пластами-аналогами (рис. 1).

Рис. 1. Сравнение пластовых потерь конденсата объекта Ю₁⁰ и пластов-аналогов

С учетом результатов исследований скважин пластов-аналогов и текущего представления о свойствах изучаемого объекта (по кондиционной пробе) рекомендовано использование собственных результатов для создания флюидальной модели.

Отметим существующие неопределенности при создании флюидальной (PVT) модели пласта Ю₁⁰:

- предположительно, давление начала конденсации выше давления отбора проб;
- состав газоконденсата одной и той же пробы отличается в разных источниках (подсчет запасов, отчет PVT-исследований сторонней организации).

Созданы три возможные PVT-модели пластового газа на основе пробы из скв. 6. На рисунке 2 представлены три полученные зависимости потенциального содержания C₅₊ от пластового давления. Также на диаграмму нанесены фактические результаты ГКИ до разработки, во время разработки, а также после консервации залежи в 2015 году.

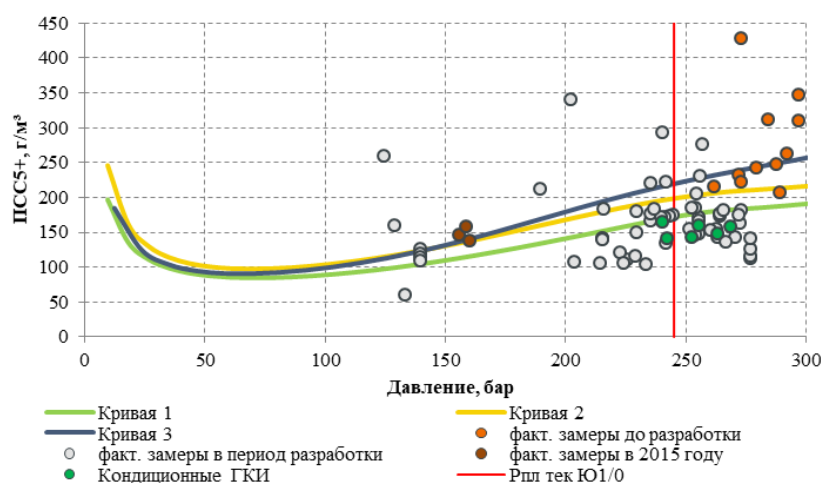


Рис. 2. Кривые конденсатосодержания для условий пласта Ю₁⁰

Кривая 2 согласуется с фактическими значениями конденсатогазового фактора и позволяет точнее повторить фактическую динамику добычи конденсата. Данная PVT-модель рекомендуется к использованию в расчетах прогнозных профилей добычи.

Рассмотрим вторую ключевую неопределенность: генезис добываемой воды в период разработки 2005–2007 гг.

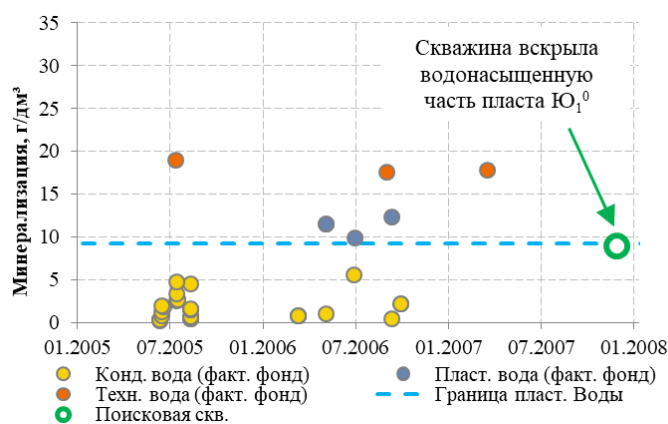
В процессе разработки залежи Ю₁⁰ отмечается присутствие воды практически во всех эксплуатационных скважинах.

Для определения типа добываемой воды привлечены результаты гидрохимического анализа проб воды, данные замеров дебитов установки для газоконденсатных исследований скважин (УГИС) в процессе разработки, данные месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), учтено расположение скважин относительно внутреннего и внешнего контуров газоносности (табл. 2). Сопоставление минерализации проб воды представлено на рисунке 3.

Определение генезиса добываемой воды

Номер скважины	ЧГЗ ¹ / ВГЗ ²	Достижимый ВГФ по УГИС (кондиционные замеры), г/м ³		Минерализация проб воды, мг/дм ³		Доля типа воды по методике ИПНГ РАН ³ , доли единиц			Комментарий
		Пластовая вода	Фактический замер	Пластовая вода	Проба из скважины	Конденсационная вода	Техническая вода	Пластовая вода	
1	ЧГЗ	≈ 20–30	12	9 200	17 800	0,3	0,7	0,0	Техническая вода
2	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	—	—	—	—	Конденсационная вода
3	ЧГЗ	≈ 20–30	5	9 200	4 500	0,9	0,1	0,0	Конденсационная вода
4	ВГЗ	≈ 20–30	20	9 200	—	—	—	—	Пластовая вода
5	ВГЗ	≈ 20–30	28	9 200	11 892	0,3	0,0	0,7	Пластовая вода
6	ЧГЗ	≈ 20–30	1	9 200	400	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
7	ЧГЗ	≈ 20–30	12	9 200	1500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
8	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	—	—	—	—	Конденсационная вода
9	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
10	ЧГЗ	≈ 20–30	6	9 200	2500	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
11	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	780	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
12	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
13	ЧГЗ	≈ 20–30	3	9 200	3 760	0,8	0,2	0,0	Конденсационная вода
14	ЧГЗ	≈ 20–30	14	9 200	29 600	0,7	0,2	0,1	Техническая вода
15	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	1 250	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
16	ЧГЗ	≈ 20–30	16	9 200	1 600	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода
17	ВГЗ	≈ 20–30	11	9 200	940	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
18	ЧГЗ	≈ 20–30	14	9 200	800	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
19	ЧГЗ	≈ 20–30	7	9 200	500	1,0	0,0	0,0	Конденсационная вода
20	ВГЗ	≈ 20–30	3	9 200	6 175	0,8	0,2	0,0	Конденсационная вода
21	ВГЗ	≈ 20–30	6	9 200	1 967	0,9	0,0	0,1	Конденсационная вода

Примечание: 1 — чисто газовая зона залежи; 2 — водогазовая зона залежи; 3 — Институт проблем нефти и газа Российской академии наук

Рис. 3. Минерализация проб воды пласта Ю₁⁰

С целью адаптации на добычу пластовой воды скв. 4 и 5 выполнены многовариантные расчеты с варьированием наиболее чувствительных гидродинамических параметров: критической водонасыщенности (SWCR, рис. 4) и максимальной относительной фазовой проницаемостью по воде (KRWR, рис. 5) [3–5].

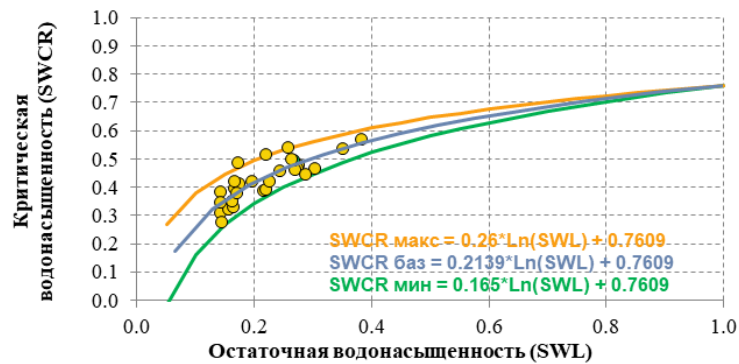


Рис. 4. Зависимость критической водонасыщенности от остаточной водонасыщенности

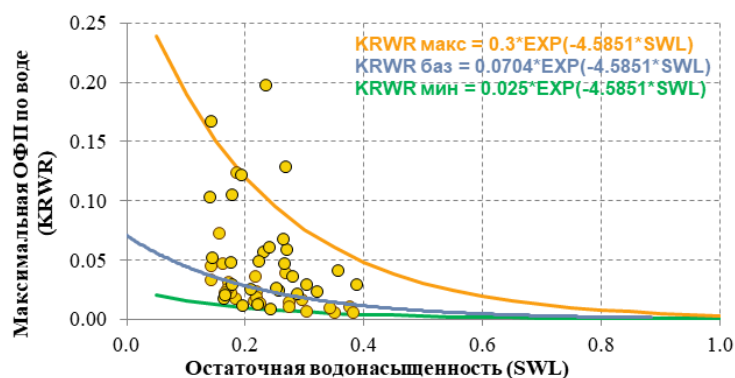


Рис. 5. Зависимость максимальной относительной фазовой проницаемости по воде от остаточной водонасыщенности

В результате многовариантных расчетов удалось подобрать зависимости, позволяющие смоделировать исторический процесс обводнения залежи Ю₁⁰. Результаты адаптации представлены на рисунках 6 и 7.

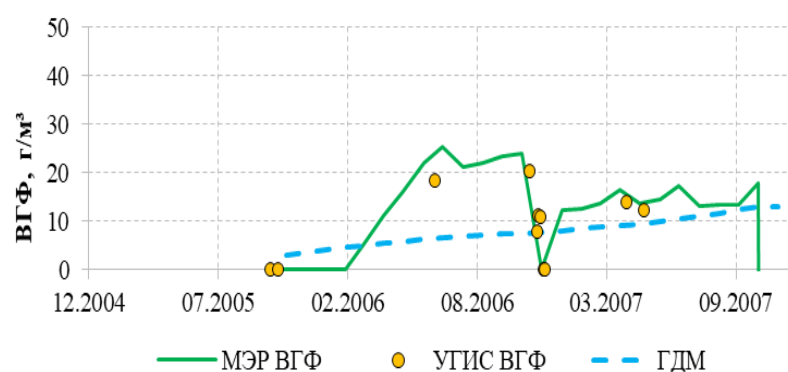


Рис. 6. Адаптация скв. 4 на фактический водогазовый фактор

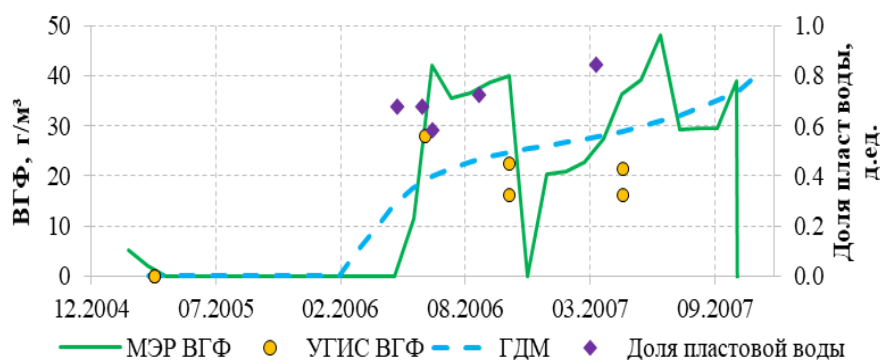


Рис. 7. Адаптация скв. 5 на фактический водогазовый фактор

Обсуждение

В отличие от чисто газовых месторождений, газоконденсатные разрабатываются для получения не только газа, но и высокомолекулярных компонентов — газового конденсата, ценнейшего сырья нефтехимического производства. Нередко конденсат является основным целевым сырьем.

В условиях пласта Ю₁⁰ при выборе наиболее достоверной кривой потенциального содержания компонентов C₅₊ в пластовом газе (см. рис. 2) учитывались результаты ГКИ до разработки, кондиционные исследования в процессе разработки, а также ГКИ 2015 года. Кривая 2 не противоречит аналогам и является наиболее достоверной при текущей степени изученности PVT-свойств пласта.

Информация о возможном внедрении воды в залежь углеводородов важна как при проектировании разработки, так и на последующих стадиях эксплуатации месторождения. На всех этапах разработки газовых месторождений очень важно проведение гидрохимического мониторинга. Результаты анализов проб воды, отобранных до начала и в процессе разработки залежи, позволяют прогнозировать, а во многих случаях предотвращать последующее обводнение залежи. Основа применения метода — различие состава вод разных типов, таких как пластовые, техногенные и конденсационные [6].

Для определения типа воды в притоке использована методика Института проблем нефти и газа Российской академии наук. Суть метода заключается в расчете генетических коэффициентов воды на основе компонентного состава, минерализации, ВГФ, пластовых и устьевых давлений и температур [7].

Выполненный анализ показал, что однозначно пластовая вода фиксируется по скв. 4. По данной скважине отмечается высокий ВГФ по данным МЭР и УГИС, минерализация соответствует пластовой воде, скважина расположена в водогазовой зоне залежи. Несмотря на отсутствие проб воды, по скв. 5 также установлено присутствие пластовой воды. Скважина расположена вблизи внешнего контура газоносности, по данным МЭР и УГИС фиксируется высокий ВГФ.

В общем притоке остальных скважин залежи Ю₁⁰ получена в основном конденсационная вода. По двум скважинам получена техническая вода.

На период прогноза принято решение не задействовать скв. 4 и 5, по которым в исторический период фиксируется добыча пластовой воды. Влияние выполненной настройки модели на прогнозную добычу представлено на рисунках 8 и 9.

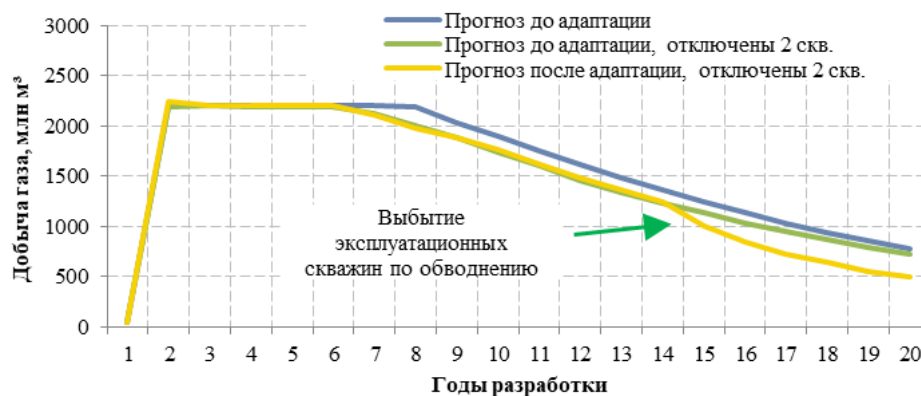


Рис. 8. Сравнение прогнозной добычи газа до и после адаптации модели

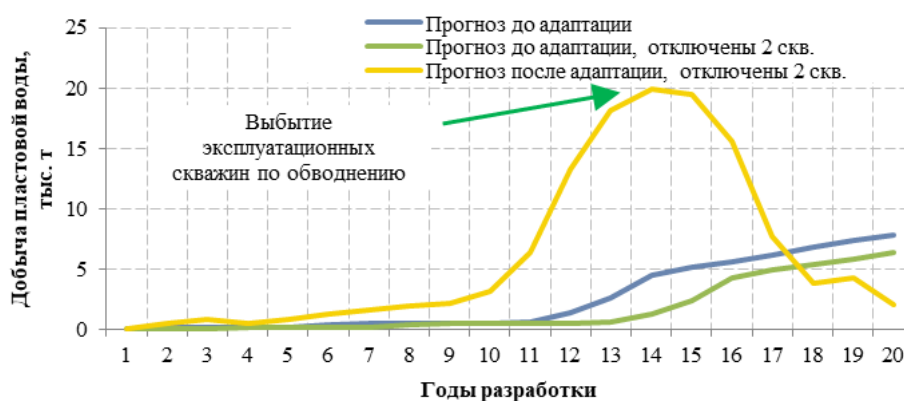


Рис. 9. Сравнение прогнозной добычи пластовой воды до и после адаптации модели

Влияние активного аквифера становится ощутимым после 14 лет разработки залежи.

В своей работе Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов [8] отмечают возможность управления процессом продвижения пластовой воды для снижения потерь запасов газа из-за защемления и преждевременного обводнения скважин. Для этого часть скважин на месторождении может быть переведена на отбор воды или водогазовой смеси, в том числе на форсированном режиме. Очевидно, при разработке залежи с отбором больших объемов воды важно утилизировать добываемую воду, например, использовать ее для закачки в эксплуатируемые нефтяные или отработанные газовые пласты.

Рассмотрен дополнительный вариант разработки пласта Ю₁⁰ с переводом четырех обводненных скважин на добычу пластовой воды через 14 лет разработки (рис. 10).

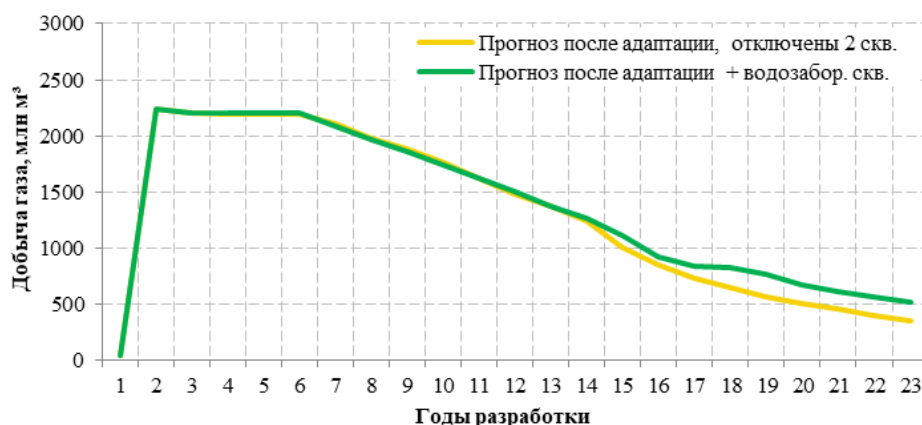


Рис. 10. Эффект от перевода обводненных скважин на форсированный отбор воды

Данные мероприятия позволили отсрочить обводнение основных скважин в чисто газовой зоне залежи и дополнительно добыть 800 млн м³ газа за 30 лет разработки. Добываемую пластовую воду необходимо утилизировать путем закачки через поглощающие скважины в водонасыщенную часть юрских пластов с соблюдением химической совместимости вод. Часть добываемой пластовой воды можно использовать для поддержания пластового давления в нефтяных залежах этого же месторождения. Объемы добычи воды показаны на рисунке 11.

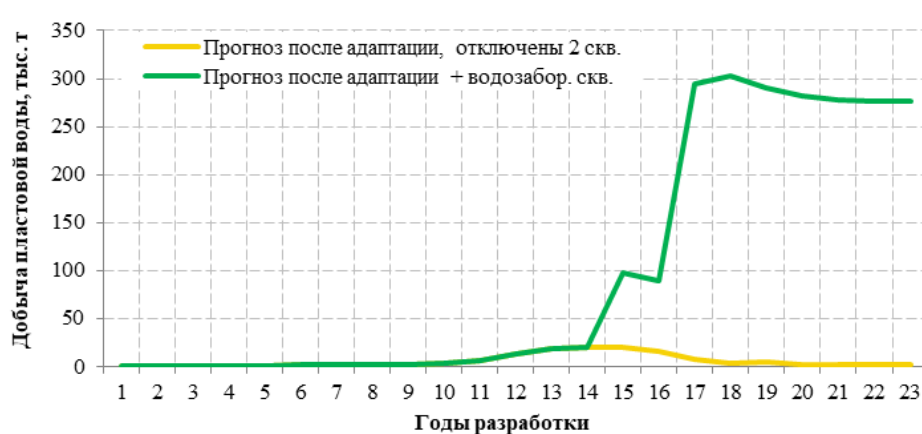


Рис. 11. Прогнозная добыча пластовой воды при переводе части фонда на добычу воды

Выводы

Авторами статьи решена задача прогнозирования разработки газоконденсатной залежи при малом объеме и низкой достоверности исходных данных. С целью уверенного планирования добычи газоконденсата определено наиболее вероятное потенциальное содержание C₅₊ в пластовом газе. Для этого привлечены данные глубинных проб, ГКИ, а также данные пластов-аналогов. Для оценки рисков продвижения пластовой воды в залежь в процессе разработки проведен анализ имеющихся проб воды, данных МЭР, УГИС, расположения скважин, привлечена методика определения генезиса добываемой воды Института проблем нефти и газа Россий-

ской академии наук. По результатам выполненного анализа определены источники обводнения ключевой газоконденсатной залежи месторождения. Путем проведения многовариантных расчетов выполнена адаптация гидродинамической модели, определено влияние характера внедрения пластовой воды на прогнозный профиль добычи УВС. С целью минимизации возможных потерь добычи газа и конденсата рекомендовано исключить две краевые скважины.

Дополнительно рассмотрен вариант перевода части обводняющегося фонда скважин на добычу пластовой воды в будущем, что позволит избежать преждевременного обводнения наиболее продуктивных эксплуатационных газовых скважин центральной части залежи. Несмотря на полученный прирост в накопленной добыче газа, данный вариант требует дополнительной проработки, поскольку объемы добываемой воды — значительные, а ее использование для целей поддержания пластового давления не до конца решает проблему ее утилизации.

Библиографический список

1. Якимов, И. Е. Концептуальные подходы к освоению месторождений Харампурско-Часельской зоны / И. Е. Якимов, А. В. Кустышев, А. Н. Нестеренко [и др.]. — Текст : непосредственный // Наука и ТЭК. — 2012. — № 2. — С. 43–45.
2. Зотов, Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин : инструкция / Г. А. Зотов, З. С. Алиев ; Всесоюзный научно-исследовательский институт природных газов. — Москва : Недра, 1980. — 303 с. — Текст : непосредственный.
3. Баранов, В. Е. Прикладное моделирование пласта : учебное пособие / В. Е. Баранов, С. Х. Куреленков, Л. В. Шевелева ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2008. — 103 с. — Текст : непосредственный.
4. Баранов, В. Е. Разработка коллектора : учебное пособие / В. Е. Баранов, М. Р. Камардин, Т. Г. Кузьмин [и др.] ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2010. — 169 с. — Текст : непосредственный.
5. Деева, Т. А. Физика пласта : учебное пособие / Т. А. Деева ; Томский политехнический университет. — Томск : ТПУ, 2010. — 81 с. — Текст : непосредственный.
6. Киреева, Т. А. Нефтегазопромысловая гидрогеохимия и гидрогеодинамика : учебное пособие / Т. А. Киреева ; Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова. — Москва : МГУ, 2016. — 217 с. — Текст : непосредственный.
7. Рахбари, Н. Ю. Определение генезиса вод газовых месторождений (на примере месторождения Медвежье) / Н. Ю. Рахбари. — Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. — 2014. — Т. 10, № 4 (53). — С. 24.
8. Вяхирев, Р. И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений = Development and exploitation of gas fields / Р. И. Вяхирев, А. И. Гриценко, Р. М. Тер-Саркисов. — Москва : Недра, 2002. — 880 с. — Текст : непосредственный.

References

1. Yakimov, I. E., Kustyshev, A. V., Nesterenko, A. N., Panina, M. E., & Merkushev, M. I. (2012). Kontseptual'nye podkhody k osvoeniyu mestorozhdeniy Kharampursko-Chasel'skoy zony. Nauka i TEK, (2), pp. 43-45. (In Russian).
2. Zotov, G. A. & Aliev, Z. S. (1980). Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensat-nykh plastov i skvazhin: instruksiya. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
3. Baranov, V. E., Kurelenkov, S. Kh., & Sheveleva, L. V. (2008). Prikladnoe modelirovanie plasta. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 103 p. (In Russian).

4. Baranov, V. E., Kamartdinov, M. R., Kuzmin, T. G., Kurelenkov, S. Kh., & Molodykh, P. V. (2010). Razrabotka kollektora. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 169 p. (In Russian).
5. Deeva, T. (2010). Fizika plasta. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ., 81 p. (In Russian).
6. Kireeva, T. A. (2016). Neftegazopromyslovaya gidrogeokhimiya i gidrogeodinamika. Moscow, Lomonosov Moscow State University Publ., 217 p. (In Russian).
7. Rakhbari, N. Yu. (2014). Opredelenie genezisa vod gazovykh mestorozhdeniy (na primere mestorozhdeniya Medvezh'e). Academic Journal of West Siberia, 10(4(53)), pp. 24. (In Russian).
8. Vyakhirev, R. I., Gritsenko, A. I., & Ter-Sarkisov, R. M. (2002). Development and exploitation of gas fields. Moscow, Nedra Publ., 880 p. (In Russian).

Сведения об авторах

Шульгин Павел Алексеевич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень, e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Рaudanen Евгения Валерьевна, руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г.Тюмень

Шакиров Равиль Рамильевич, начальник управления, ООО «Кынского-Часельское нефтегаз», г. Тюмень

Information about the authors

Pavel A. Shulgin, Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: pashulgin@tnnc.rosneft.ru

Evgeniya V. Raudanen, Team Leader, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ravil R. Shakirov, Head of the Department, Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen