

## К вопросу о закачке CO<sub>2</sub> в газоконденсатную залежь в рамках технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки

Д.В. Сурначёв\*, Н.А. Скибицкая\*\*

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: \*d\_surnachev@mail.ru, \*\*skibitchka@mail.ru

**Аннотация.** Исследование выполнено в рамках работ по гидродинамическому обоснованию технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки. На основе тестовой многокомпонентной модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, показано, что закачка углекислого газа, для раннего замещения им закачиваемого на предыдущей стадии «сухого» газа, влечет за собой риски снижения коэффициента извлечения жидких углеводородов и риски выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений.

**Ключевые слова:** Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, ресурсный потенциал, компонентоотдача, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, композиционное гидродинамическое моделирование, закачка углекислого газа

**Для цитирования:** Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А. К вопросу о закачке CO<sub>2</sub> в газоконденсатную залежь в рамках технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 210–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art13>

### Введение

В Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН создана методика гидродинамического обоснования комплексной технологии увеличения компонентоотдачи (доизвлечения газа, конденсата и матричной нефти) газовой части нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), сложенного карбонатными породами, на поздних стадиях разработки. Предлагаемая технология ставит целью

увеличение компонентоотдачи на этапе снижения пластового давления  $P_{пл}$  до уровня 10–20% от его начального значения.

Методика апробирована на тестовой модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ). В работе изучены риски от ранней закачки углекислого газа, заменяющей закачку «сухого газа» метанового состава.

### **Изучение комплексной технологии увеличения компонентоотдачи**

Предполагается комплексное воздействие на пилотный участок газовой части НГКМ, нефтегазоматеринский карбонатный коллектор которого содержит следующие жидкие углеводороды (ЖУВ):

а) до начала разработки – «матричную нефть», то есть нефть ранних стадий нефтегенерации, произведенную в процессе преобразования органического вещества;

б) на завершающей стадии разработки, дополнительно к частично дегазированной матричной нефти, выпавший в пласте (ретроградный) конденсат.

Такая жидкая фаза (композиция матричной нефти и газового конденсата) находится, в основном, в концентрациях ниже порога фильтрации в газовой части пласта в период всего этапа разработки «на истощение».

Воздействие планируется осуществлять в три этапа.

Первый этап: выполняется ряд последовательных (циклических) закачек в нагнетательную скважину легко испаряемого (в пластовых условиях) растворителя и «сухого» газа метанового состава низкотемпературной сепарации (в одинаковых, в пластовых условиях, объемах). Предусмотрены периоды выдержки после закачки каждого объема – для увеличения степени охвата пласта растворителем, вследствие его перетоков и диффузии. Каждый цикл включает: закачку растворителя, период выдержки, закачку «сухого» газа, период выдержки;

Второй этап: выполняется прокачка только «сухого» газа, с целью максимального доизвлечения легко испаряемого растворителя, закачанного на первом этапе;

Третий этап: выполняется заключительная закачка углекислого газа, с целью доизвлечения всего закачанного на первом и втором этапах «сухого» газа, через замещение его на  $\text{CO}_2$ .

При этом на первом и втором этапах, для предотвращения прорывов газа от нагнетательной скважины, нагнетательная и добывающие скважины опытного участка работают в режиме поддержания стабильного пластового давления.

Подобная технология, за исключением заключительной прокачки  $\text{CO}_2$ , но с добавлением прокачки ПБФ (пропан-бутановой фракции), была разработана в ИПНГ РАН [1, 2] и испытана на стендовой установке филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта при физическом моделировании технологии добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) на модели из образцов пород газонасыщенной части продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ [3, 4].

Основным инструментом исследования эффективности технологии в настоящей работе служит тестовая композиционная гидродинамическая модель опытного участка, включая его естественное окружение вверх и вниз по разрезу. Для расчетов применялся модуль PVT композиционного моделирования одного из промышленных гидродинамических симуляторов (Tempest-Enable компании ROXAR/AspenTech).

Исследуемые параметры включают конструкцию и размещение скважин опытного участка, состав растворителя, режимы работы скважин, составы закачиваемых флюидов, объемы закачки, влияние таких геологических характеристик, как вертикальная проницаемость выше- и нижележащих «разделов» (поровых слабопроницаемых или низкопроницаемых пропластков), фильность породы по отношению к ЖУВ и воде, капиллярную пропитку ЖУВ и диффузию растворителя.

При разработке модели были использованы данные работы [5], включающие:

– термобарические (РТ) характеристики залежи, установленные в предыдущих исследованиях и утвержденные в проектно-технической документации;

– компонентные составы пластового флюида, с дифференциацией по опорным глубинам, включая характеристики компонентов и фракций, используемые для установления фазового равновесия по одному из общепринятых уравнений состояния (EOS – Equation of State);

– динамику потенциального содержания фракции  $C_{5+}$  на сухой газ, кривые дифференциальной конденсации – для паровой фазы и рекомбинированной (газ + нефть) смеси, основные характеристики (плотность, вязкость) нефти нефтяной оторочки из интервала, близкого к газонефтяному контакту (ГНК);

– РТ-характеристики ступеней сепаратора.

В ИПНГ РАН ранее была произведена оценка величины начальных запасов матричной нефти газовой части ВНКМ

в размере 148,4 млн т. Эта величина оказалась практически равна начальным запасам «традиционного» конденсата при способе подсчета «по данным разработки».

Однако подавляющая доля газового конденсата уже была извлечена из месторождения в период работы на истощение и снижения пластового давления до уровня 10–20% от его начального значения. Следовательно, можно утверждать, что к моменту применения изучаемой технологии жидкие углеводороды газовой части пласта состоят в основном из матричной нефти и лишь относительно небольшая их доля – из выпавшего в жидкую фазу конденсата.

Для ВНКМ установлена аномально низкая концентрация высокомолекулярных битуминозных компонентов (битумоидов, или незрелой части пластовой нефти) в карбонатных породах продуктивных газонасыщенных отложений ВНКМ, а в составе самих битумоидов – аномально низкая концентрация асфальтенов (в сравнении, например, с концентрацией и компонентным составом высокомолекулярных битуминозных компонентов в карбонатах продуктивных отложений Оренбургского нефтегазо-конденсатного месторождения). Поэтому априорный анализ возможной закачки углекислого газа взамен «сухого» газа (метанового состава) не показывал высоких рисков снижения добычи ЖУВ от давно известного эффекта «высаживания» асфальтенов при закачке  $CO_2$ . Результаты расчетов на тестовой модели несколько скорректировали эту точку зрения.

Программа предварительной настройки на данные ВНГКМ состояла из следующих этапов:

1. Моделирование начального флюидонасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы ВНГКМ по всему разрезу, включая матричную нефть в газовой части;

2. Моделирование текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы ВНГКМ;

3. Моделирование воздействия на пластовые ЖУВ (матричную нефть + ретроградный конденсат) циклической закачкой оторочек легко испаряемого модельного растворителя (гексана  $C_6$  – основного компонента газолиновых фракций конденсата  $C_5$ – $C_{10}$ , начало кипения –  $70\text{ }^\circ\text{C}$ ) и «сухого» газа (преимущественно метанового состава);

4. Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки «сухого» газа (метана);

5. Моделирование замещения «сухого» газа углекислым газом ( $CO_2$ ) с целью максимального извлечения углеводородного газа из объекта разработки.

Начальная объемная концентрация ЖУВ равновесной модели составила 14,8%, при заданном пороге подвижности (пороге фильтрации) ЖУВ 25%. Фракция  $C_{6+}$  в модели представлена 10 псевдофракциями, молекулярный вес самой тяжелой из них – 1284,2 ед., что примерно соответствует компоненту  $C_{92}$  алканового ряда (масла).

Гидродинамическое моделирование проводилось при 40 циклах, то есть при единовременной суточной закачке 5% технологического агента (попеременно растворителя или «сухого» газа) от пластового объема ЖУВ, зафиксированного к началу первой закачки. При этом

длительность периодов выдержки после каждой закачки составляла 6 суток. Таким образом, каждый календарный месяц включал два двухнедельных цикла закачки – выдержки: две закачки растворителя и две – сухого газа, попеременно. Доля неподвижной жидкой фазы и вид кривых относительной фазовой проницаемости в ходе расчета изменялись с использованием корреляции Маклеода–Сагдена (Macleod–Sugden) [6, 7], вследствие изменения коэффициента поверхностного натяжения (рис. 1).

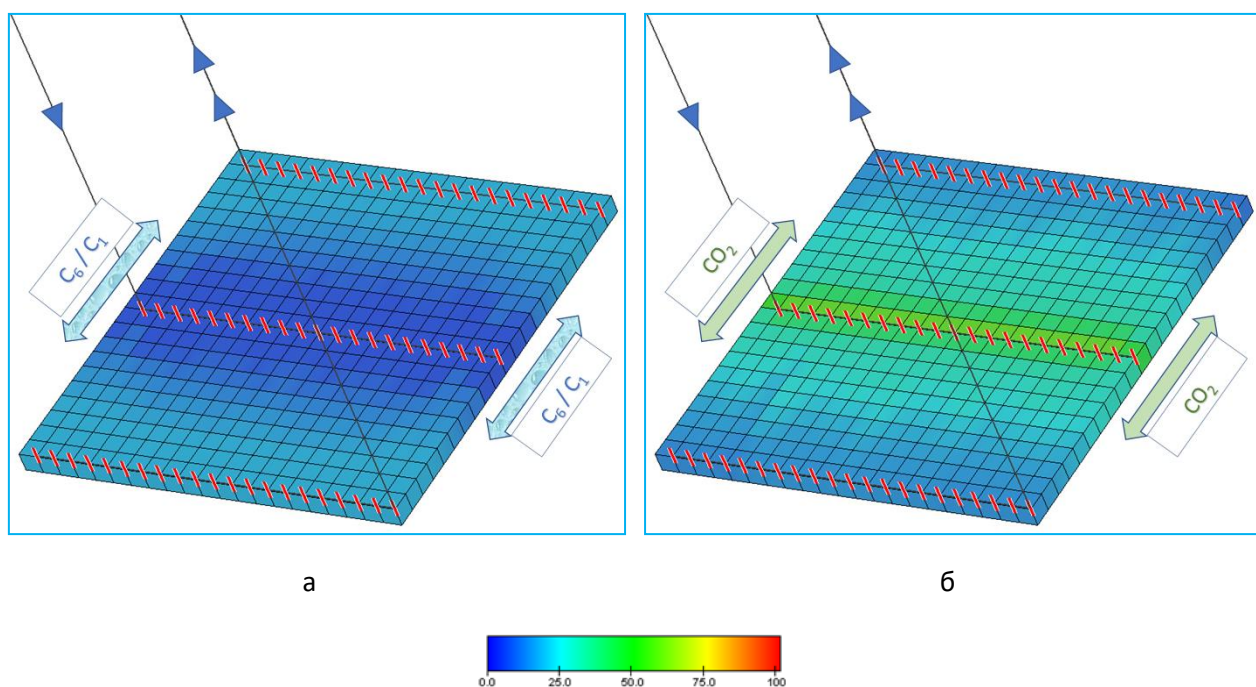
При адаптации тестовой гидродинамической модели (ГДМ) на данные стендового (физического) моделирования были получены следующие результаты:

А) степень извлечения ЖУВ,  $KI_{ЖУВ}$  – не менее 73–75%, достигнута как результат циклической попеременной закачки растворителя и сухого газа, и после последующей прокачки «сухого» метанового газа при соблюдении баланса отбора–закачки и стабильного уровня пластового давления (аналог коэффициента вытеснения  $K_{выт}$  для нефтяной залежи);

Б) степень возврата закачиваемого растворителя  $KI_{раств}$  (в частности, газолиновой фракции для ВНГКМ) – достигнута не менее 95% (напомним, что сама газолиновая фракция содержится в составе флюида ВНГКМ);

В) достигнута полная (100%) степень замещения ранее закачанного метана на углекислый газ  $CO_2$ , то есть коэффициент извлечения технологического «сухого» метанового газа равен 100%.

Дальнейшие расчеты, при учете в модели пилотного участка геологической неоднородности, показали надежное сохранение основных показателей, полученных при адаптации тестовой ГДМ к результатам стендового моделирования.



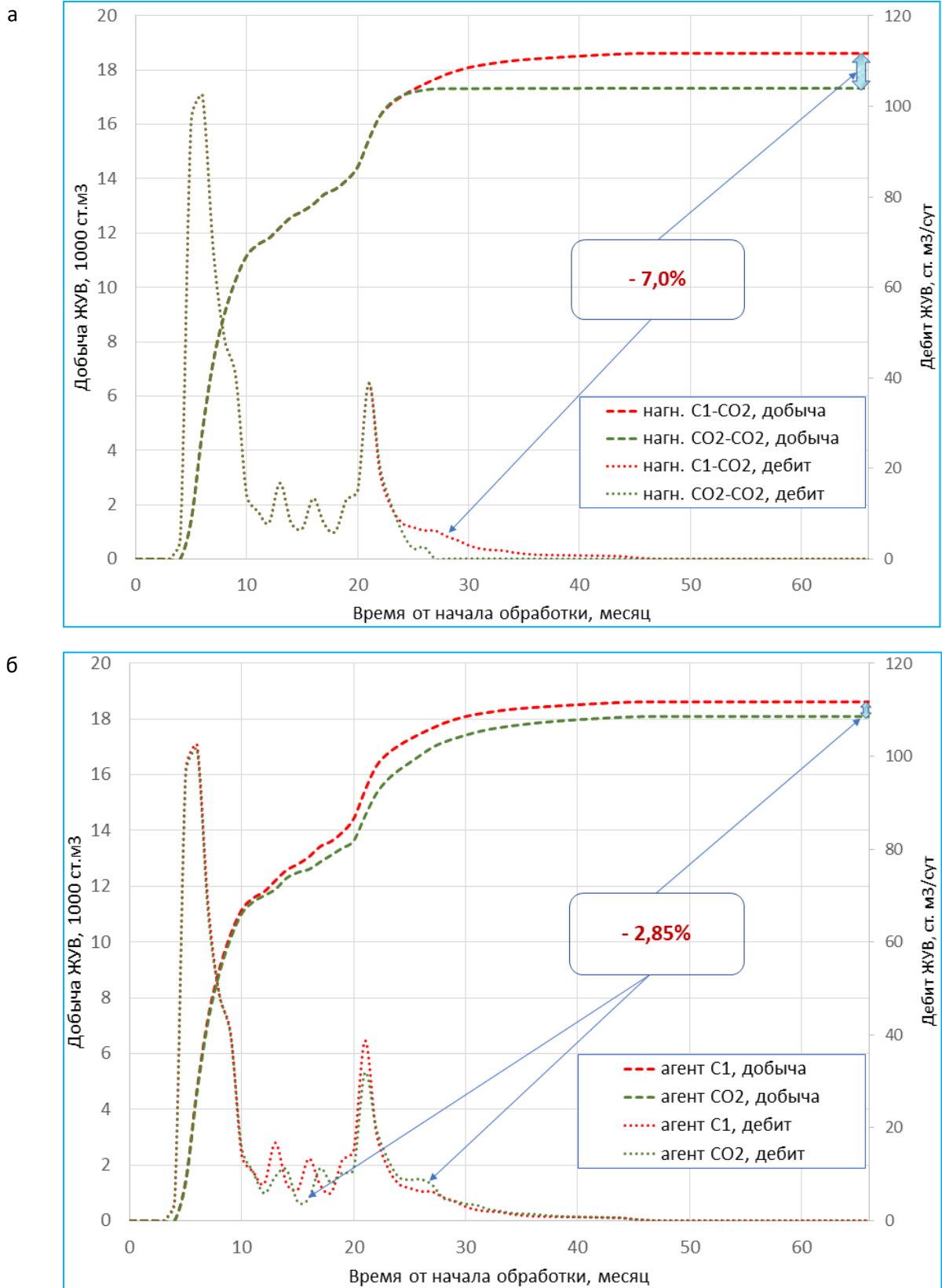
**Рис. 1.** Коэффициент поверхностного натяжения, дин/см (Surface Tension, din/sm) в слое тестовой модели:  
 а – при циклической попеременной закачке растворителя  $C_6$  и «сухого» газа  $C_1$ ;  
 б – при завершающей прокачке углекислого газа  $CO_2$ . Элемент разработки включает 3 ГС (НГС+2ДГС)

С целью возможного улучшения технико-экономических показателей изучаемой технологии была исследована потенциальная возможность замены на втором этапе «сухого» товарного газа метанового состава (закачиваемого для доизвлечения легко испаряемого растворителя) на углекислый газ. Оказалось, что при всех равных условиях эта замена снижает КИ<sub>жув</sub> (коэффициент извлечения жидких углеводородов) на 7,0 пп., или на 9,6% (рис. 2а).

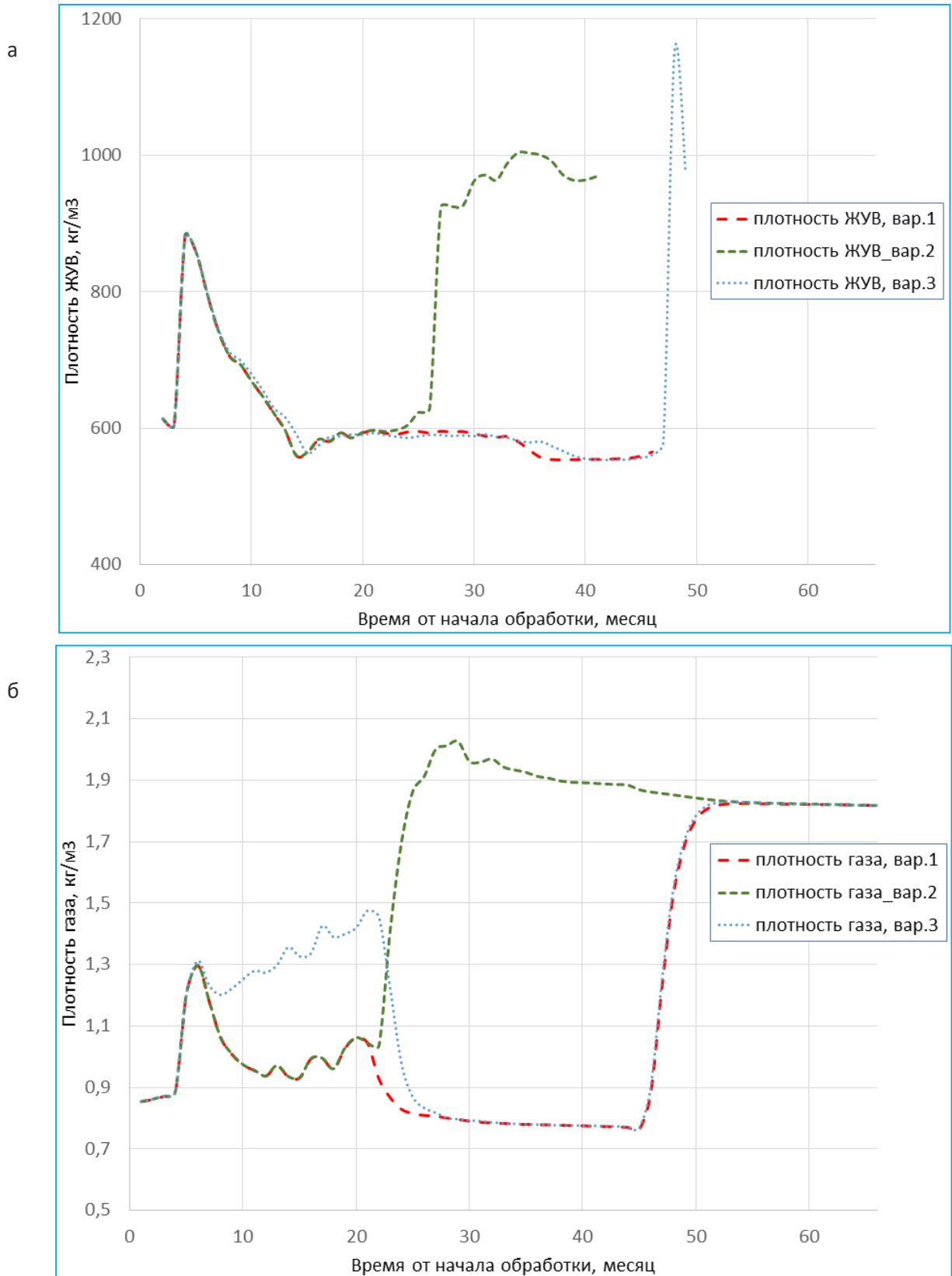
Схожий результат был получен при исследовании возможности замены газообразного агента – «сухого» метанового газа на углекислый газ лишь на первом этапе, в период

циклической закачки растворителя. В данном случае КИ<sub>жув</sub> также оказался снижен, но не существенно – всего на 2,85 пп., или на 3,9% (рис. 2б), что вполне естественно, вследствие меньшего объема закачки газового агента на первом этапе по сравнению со вторым. Однако такая двукратная перемена газового закачиваемого агента ( $CO_2-C_1-CO_2$ ) является более технологически сложным вариантом.

На приведенных далее графиках (рис. 3) первый резкий пик роста дебита ЖУВ соответствует первой половине первого этапа, второй резкий пик роста – началу второго этапа – этапу непрерывной закачки газового агента (метанового либо углекислого состава).



**Рис. 2.** Снижение эффективности добычи ЖУВ при замене «сухого» газа на углекислый газ:  
 а – только на втором этапе; б – только на первом этапе обработки



**Рис. 3.** Плотность добываемых ЖУВ (а) и газа (б) по результатам тестового моделирования. Вариативность параметров при замене закачиваемого «сухого» газа (вариант1) на CO<sub>2</sub>, только на втором этапе (вариант 2) и только на первом этапе (вариант 3)

Даже в условиях низкого начального содержания растворенных битумоидов (а в них асфальтенов) в углеводородных флюидах ВНКМ, при замене «сухого» газа второго технологического этапа полностью на углекислый газ велик риск выпадения в призабойной зоне, в лифтовых колоннах, во внутрипромысловых трубопроводах асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) аномальной плотности (вариант 2 на рис. 3а). В то же самое время, по результатам моделирования, замена закачиваемого «сухого» газа первого технологического этапа (этапа циклической закачки) полностью на углекислый газ не приводит к сколько-нибудь значительным изменениям плотности добываемых жидких углеводородов (вариант 3 на рис. 3а). Изменения сказываются лишь на плотности отбираемого газа, приведенного к стандартным условиям, (вариант 3 на рис. 3б, соответственно).

### **Заключение**

На основании расчетов тестовой гидродинамической модели для параметров Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, адаптированной к результатам стендового моделирования, показано, что изучаемая трехэтапная технология повышения компонентоотдачи ВНКМ на поздней стадии разработки обладает следующими особенностями:

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).*

### **Литература**

1. Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И. Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже

на первом этапе – слабочувствительна к полной либо частичной замене «сухого» газа метанового состава на углекислый газ, в рамках циклической обработки при соблюдении баланса отбора-закачки,

на втором этапе – при полной замене «сухого» газа метанового состава на углекислый газ потери в добыче ЖУВ могут составить 7,0 пп., или порядка 9,6% от КИ<sub>ЖУВ</sub> базового варианта, кроме того, резко возрастают технологические риски, связанные с выпадением АСПО.

Результаты получены для случая минимальной битуминозности продуктивного разреза и минимальных концентраций в битумоидах тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов.

С учетом планируемого продолжения эксплуатации ВНКМ в режиме хранилища-регулятора «сухого газа», и незначительного начального содержания углекислого газа в продукции скважин, с целью добычи жидких углеводородов матричной нефти и ретроградного конденсата рекомендуется:

– применение изучаемой технологии для ВНКМ временно ограничить двумя первыми этапами, без финальной закачки углекислого газа;

– отказаться от применения в качестве газового закачиваемого агента на первых двух этапах углекислого газа.



порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 73–77.

2. Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. Расчетное моделирование технологий добычи трудноизвлекаемых жидких углеводородов в объемных концентрациях ниже порога фильтрации из газоконденсатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 1(20). С. 2. <http://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2>

3. Скибицкая Н.А., Волков А.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ)- // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 3(70). С. 23–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10027>

4. Скибицкая Н.А., Данилов В.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039>

5. Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрунский И.М., Большаков М.Н. Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения- // Актуальные проблемы нефти и газ. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3>

6. Michaels A.S. Fundamentals of surface chemistry and physics // ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>

7. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. Л.: Химия, 1982. 592 с.

#### **Информация об авторах**

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, [d\\_surnachev@mail.ru](mailto:d_surnachev@mail.ru)

Наталья Александровна Скибицкая – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

Поступила в редакцию 25.07.2023

## On the issue of injection of CO<sub>2</sub> into a gas-condensate deposit within the framework of the technology of extraction of oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stage of development

D.V. Surnachev\*, N.A. Skibitskaya\*\*

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: \*d\_surnachev@mail.ru, \*\*skibitchka@mail.ru

**Abstract.** The study was carried out as part of the work on the hydrodynamic justification of the technology for extracting oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stages of development. On the basis of a test multicomponent model using the key parameters of the Vuktyl oil and gas condensate field, it is shown that the injection of carbon dioxide, for the early replacement of the “dry” gas injected at the previous stage, entails risks of reducing the liquid hydrocarbon recovery factor and the risks of precipitation of asphaltene-paraffin deposits.

**Keywords:** Vuktyl oil and gas condensate field, resource potential, component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, compositional modeling, reserves, carbon dioxide injection

**Citation:** *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A.* On the issue of injection of CO<sub>2</sub> into a gas-condensate deposit within the framework of the technology of extraction of oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil and gas source deposits of oil and gas condensate fields, at the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 210–220. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art13> (In Russ.).

### References

1. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Bogdanovich T.I.* Hydrodynamic substantiation of the technology for extracting oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil source rocks and carbonate deposits of oil and gas condensate fields at the late stages of development: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35<sup>th</sup> anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 73–77. (In Russ.).
2. *Skibitskaya N.A., Gafarov N.A.* Designed modeling of technologies for extraction of difficult liquid hydrocarbons from gas condensate deposits of oil and gas condensate fields in volume concentrations below threshold of filtration // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 1(20). P. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2> (In Russ.).
3. *Skibitskaya N.A., Volkov A.N., Latyshev A.A.* et al. Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF) // Exposition Oil Gas. 2019. No. 3(70). P. 23–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10027> (In Russ.).

4. *Skibitskaya N.A., Danilov V.N., Latyshev A.A. et al.* Experimental modelling of a recovery technique for liquid hydrocarbons at saturations lower than the flow threshold from gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields // *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 4(71). P. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039> (In Russ.).

5. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N.* Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 1(36). P. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3> (In Russ.).

6. *Michaels A.S.* Fundamentals of surface chemistry and physics // ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>

7. *Reid R.D., Prausnitz J.M., Sherwood T.K.* The properties of gases and liquids. New York: McGraw Hill, 1977. 688 p.

#### **Information about the authors**

*Dmitry V. Surnachev* – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [d\\_surnachev@mail.ru](mailto:d_surnachev@mail.ru)

*Natalia A. Skibitskaya* – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

**Received 25.07.2023**