

## О гидродинамическом обосновании технологии повышения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки при наличии матричной нефти

Д.В. Сурначёв\*, Н.А. Скибицкая\*\*

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
E-mail: \*d\_surnachev@mail.ru, \*\*skibitchka@mail.ru

**Аннотация.** Присутствие матричной нефти в концентрации ниже порога фильтрации в залежах крупных газоконденсатных и в газовой части нефтегазоконденсатных месторождений диктует необходимость поиска новых способов увеличения компонентоотдачи. Исследование выполнено в рамках работ по гидродинамическому обоснованию технологии извлечения матричной нефти и ретроградного конденсата из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений на поздних стадиях разработки. На основе тестовой многокомпонентной модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, выбран рациональный вариант применения технологии повышения компонентоотдачи, включая не только объемы и темпы закачки флюидов, но и конструкцию скважин.

**Ключевые слова:** нефтегазоконденсатное месторождение, трудноизвлекаемые запасы, ресурсный потенциал, повышение компонентоотдачи, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, композиционное гидродинамическое моделирование, многозбойные скважины, радиальное вскрытие, бензиновая фракция газоконденсата, закачка углекислого газа

**Для цитирования:** Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А. О гидродинамическом обосновании технологии повышения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки, при наличии матричной нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 72–90. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art6>

### Введение

Статья посвящена исследованию технологий увеличения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений – за счет дополнительной добычи жидких углеводородов (ЖУВ) на поздних стадиях разработки, при низком пластовом давлении. Исследуется случай, когда данные ЖУВ состоят из собственной нефти месторождения, так называемой «матричной» нефти, и выпавшего

в пласте ретроградного конденсата, в концентрации ниже порога фильтрации.

Объемы ЖУВ для крупных и гигантских нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) оцениваются от первых сотен миллионов (Вуктыльское НГКМ) до полутора миллиардов (Оренбургское НГКМ) тонн. Поиск технологий рационального извлечения ЖУВ на поздней стадии разработки является актуальной задачей.

Особенностью изучаемой технологии является попеременная циклическая закачка в объекты разработки жидкого, легко испаряемого в условиях пласта органического растворителя (газолиновой части бензиновых фракций газоконденсата или ароматических фракций бензол-толуольного концентрата для не битуминозных или высоко битуминозных пластовых ЖУВ, соответственно) и так называемого «сухого газа» (газа низкой температурной сепарации преимущественно метанового состава) с заключительной прокачкой через обрабатываемый интервал «сухого» газа (для доизвлечения закачанного ранее растворителя и пластовых ЖУВ).

При наличии технической возможности на финальной стадии технологии во все ранее обработанные растворителем и «сухим» газом интервалы осуществляется интенсивная закачка углекислого газа  $\text{CO}_2$ , для его «захоронения» и доизвлечения закачанного ранее в пласт «сухого» газа – через его замещение на  $\text{CO}_2$ . Попутным эффектом такого технического решения должно являться некоторое увеличение возвращаемого в рецикл растворителя и доизвлечение оставшихся в пласте ЖУВ.

Инструментом исследования является тестовая композиционная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, построенная с использованием основных параметров Вуктыльского НГКМ и настроенная на результаты стендового (физического) моделирования на керновой модели, с учетом эффекта масштабирования. При этом переменный по глубине состав модельного флюида, наряду с термическим градиентом, обеспечивает до начала разработки состояние термодинамического равновесия в пласте между содержащей газоконденсат газовой фазой, и ЖУВ

«матричной» нефти в концентрациях ниже порога фильтрации.

### **Краткие результаты предшествующих исследований**

Настоящая работа имеет в своей основе геологическую парадигму о нефтегазоматеринских свойствах продуктивных карбонатных отложений, слагающих (крупные) газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, в частности, такие как Вуктыльское НГКМ и Оренбургское НГКМ [1].

В результате предшествующих исследований доказано наличие в эффективном поровом пространстве карбонатных пород газовой части продуктивных отложений собственной (матричной) нефти этих месторождений, преобразованной до жидких углеводородов нефтяного ряда (до ЖУВ) [2, 3]. В связи с установленными нефтегазоматеринскими свойствами и ранними стадиями нефтегенерации продуктивных отложений этих месторождений авторы вправе утверждать, что еще до начала разработки в их газовой части ЖУВ находятся в состоянии термодинамического равновесия с газопаровой фазой, но еще в концентрациях ниже порога фильтрации [4].

В процессе разработки, по мере снижения пластового давления, газовый конденсат (преимущественно фракции  $\text{C}_{5+}$ ) из паровой фазы выпадает (возвращается) в жидкую фазу, а матричная нефть обогащается возвращенными в нее легкими жидкими компонентами и частично дегазируется. Получаемая при этом композитная жидкая фаза по завершении этапа истощения и составляет ЖУВ, извлечение которых является весьма актуальной проблемой разработки, в силу их значительных объемов.

Отметим, что запасы ЖУВ в продуктивных нефтегазоматеринских отложениях газоконденсатных месторождений (ГКМ) и газовой части НГКМ по своей природе следует классифицировать как *трудноизвлекаемые запасы*.

Схематично процесс разработки газоконденсатного (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения при наличии матричной нефти можно представить следующим образом (рис. 1).

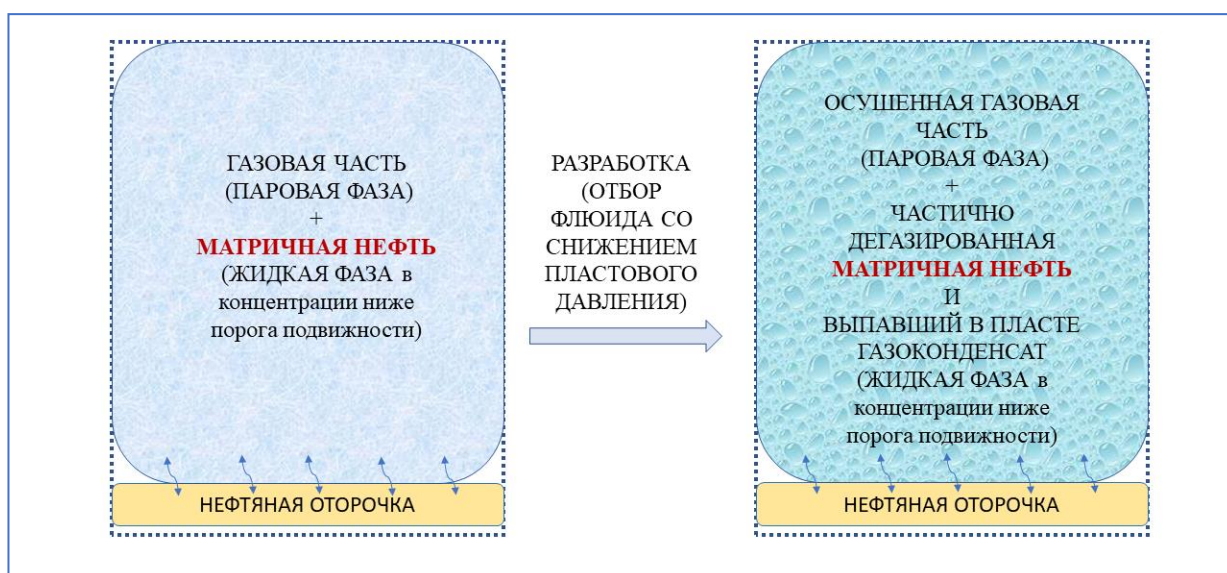


Рис. 1. Принципиальное представление (нефте-) газоконденсатного месторождения с «матричной» нефтью в газовой части в процессе разработки

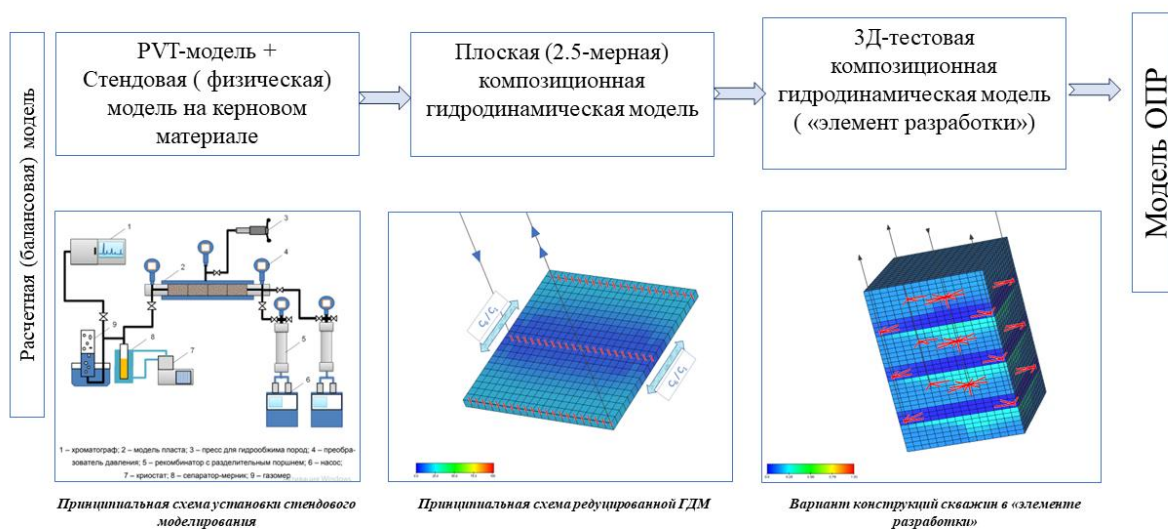
Изучение свойств пород и флюидов, слагающих подобные ГКМ/НГКМ, на протяжении последних, как минимум, трех десятков лет проводилось учеными ИПНГ РАН с привлечением широкого комплекса геохимических, литолого-геохимических, петрофизических, физико-химических, электронно-микроскопических, структурно-емкостных, капилляриметрических исследований. Также в кооперации с Ухтинским филиалом ООО «Газпром-ВНИИГАЗ» был реализован цикл работ по стендовому моделированию технологий добычи ЖУВ на моделях из образцов пород ВНГКМ [4], что дало возможность перейти к следующим этапам работ, включая композиционное гидродинамическое моделирование технологических процессов, протекающих в пласте [5–8].

Как балансовые поэтапные расчеты, так и стендовое моделирование являются необходимыми этапами в рамках работ по последовательному усложнению моделей для исследования предлагаемой технологии увеличения компонентоотдачи (рис. 2).

Перечислим основные требования, предъявляемые к используемым ГДМ:

- многокомпонентная модель должна быть равновесной по всему разрезу, включая переход через газонефтяной контакт (ГНК), и содержать до начала разработки в газовой части жидкую фазу (матричную нефть) в концентрациях ниже порога фильтрации [9–11];

- модель должна учитывать температурный фон по разрезу (базовые значения на опорных глубинах или градиент) [12, 13];



**Рис. 2.** Принцип последовательного усложнения моделей от расчетной(балансовой) до модели участка опытно-промышленной разработки (ОПР), для исследования технологии увеличения компонентоотдачи

– плотность и вязкость в стандартных условиях ЖУВ, изначально содержащихся в пласте близ ГНК, после сепарации должны быть близки аналогичным характеристикам нефти нефтяной оторочки НГКМ;

– величина конденсатогазового фактора (КГФ) на опорных глубинах в модели должна быть близка к аналогичным значениям из проектно-технической документации (ПТД);

– в силу равновесности модели, давление начала конденсации, так называемая «точка росы», должно на всех опорных глубинах совпадать с начальным пластовым давлением на этой глубине [11]. Тем не менее, кривая потенциального содержания  $C_{5+}$  на сухой газ, в зависимости от Рпл., на каждой опорной глубине должна быть близка к аналогичной кривой из ПТД;

– молярные доли тяжелых компонентов, начиная с  $C_5$  и выше, должны удовлетворять закону гамма-распределения, наблюдаемому в исследованиях керна и пластовых флюидов;

– по мере снижения пластового давления до уровня 10–15% от начального Рпл. жидкая фаза углеводородов должна все еще находиться в пласте преимущественно в концентрациях ниже порога фильтрации, не допуская перетоков ЖУВ в коллекторе по разрезу сверху вниз;

– модель (при воздействии растворителем) должна быть адаптирована к результатам стендового (физического) моделирования технологии увеличения компонентоотдачи;

– модель при воздействии растворителем должна подчиняться традиционным закономерностям изменения ряда параметров, типа закона Тодда–Лонгстаффа (изменение вязкости и плотности флюида) [14];

– модель должна учитывать изменение коэффициента поверхностного натяжения пластового флюида с целью модификации кривых относительных фазовых проницаемостей – ОФП (к примеру, в проведенном цикле расчетов была использована корреляция Маклеода–Сугдена [15]);

– модель должна учитывать характерные капиллярные силы в системе газ–нефть, а не только в системе нефть–вода, имея в виду, что нефтегазоматеринские породы бывают как дифильны, так и дифобны;

– модель должна учитывать диффузию растворителя через аномально низкопроницаемые интервалы – так называемые «разделы»;

– модель должна учитывать технологические риски неполного пакерования скважин (включая транзитные);

– модель должна быть создана с использованием одного из традиционных, широко распространенных гидродинамических симуляторов (например, в настоящей работе применялся симулятор Tempest-Enable компании Roxar/AspenTech).

Состав матричной нефти и битумоидов, а также концентрация битумоидов в продуктивных отложениях НГКМ определяют применяемый тип растворителя: для ВНКМ – нормальный (алкановый – газолиновая фракция газоконденсата), для ОНКМ – ароматический (бензол-толуольный) концентрат – БТК [4]. Причиной этому являются аномально низкие концентрации битумоидов, отсутствие или следовые количества асфальтенов в составе битумоидов продуктивных отложений ВНКМ, высокие концентрации битумоидов и смоло-асфальтеновых компонентов в их составе в продуктивных отложениях ОНКМ. И тот и другой растворитель извлекается из бензиновых фракций собственного газоконденсата НГКМ (так, концентрация бензол-толуольной части в бензиновых фракциях газоконденсата ОНКМ составляет 20–25%).

На предшествующем вспомогательном этапе PVT-моделирования фракция  $C_{6+}$

флюидального состава ВНКМ была разбита на 10 псевдокомпонентов. Самый легкий из них –  $C_{6+1}$  представляет собой газолиновую часть бензиновой фракции газоконденсата (с молекулярным весом 85 ед. и  $T_{кип.}$  66 °С), а самый тяжелый –  $C_{6+10}$  соответствует маслам/легким смолам (с молекулярным весом 1284 ед. и  $T_{кип.}$  734 °С), далее по тексту жидкий органический растворитель в случае ВНКМ отождествляется именно с  $C_{6+1}$ .

Для того чтобы использовать данные по линейному вытеснению ЖУВ из композитной керновой модели ВНКМ для последующей настройки 3D модели, на этапе адаптации гидродинамической модели к эксперименту модель вначале была упрощена (редуцирована), то есть фактическая размерность модели была искусственно понижена. Горизонтальные участки добывающих (ДС) и нагнетательной (НС) скважин были размещены в редуцированной модели в пределах единственного однородного и изотропного слоя параллельно друг другу (рис. 3). Таким образом, в формально трехмерном (точнее, в 2,5-мерном) пространстве воспроизводился по сути одномерный, линейный характер вытеснения на опорной глубине порядка 3025 м (глубина TVD 3025 м была выбрана вследствие того, что на ее окрестности приходится порядка трети всех запасов ВНКМ). Границы данного элемента были установлены непротекаемыми, воздействие транзитных скважин на элемент разработки было исключено, давление на этапе работы «на истощение» понижалось за счет отборов добывающими горизонтальными скважинами. Исследовалось поведение двух критериев – коэффициента извлечения ЖУВ: (КИжув), и коэффициента извлечения, или возврата, растворителя (КИраств).

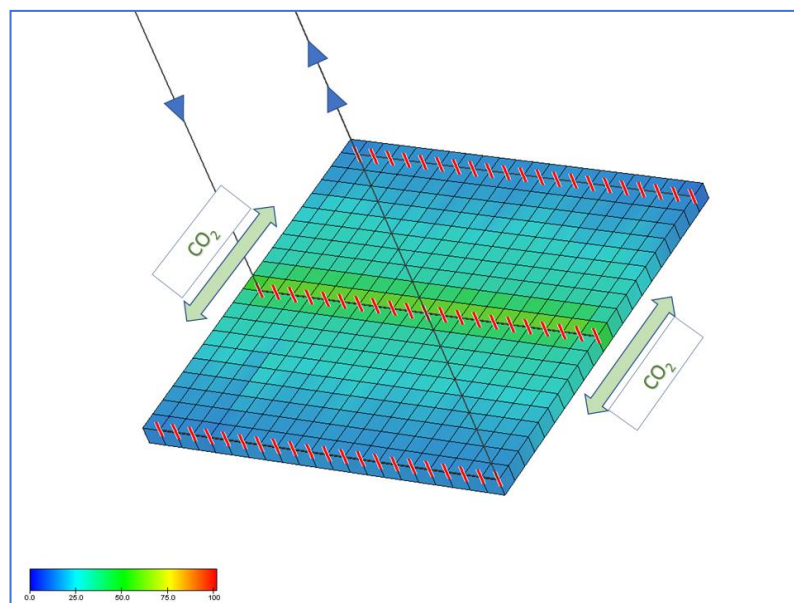


Рис. 3. Коэффициент поверхностного натяжения, дин/см, в слое тестовой модели при завершающей прокачке углекислого газа  $\text{CO}_2$ . Элемент разработки включает 3 ГС (НГС+2ДГС) [8]

Перечислим основные итоги адаптации редуцированной ГДМ:

- максимальная степень извлечения ЖУВ – до 95–99%, достигнута как результат циклической попеременной закачки растворителя и сухого газа в количестве двух объемов ЖУВ в пластовых условиях каждого закачиваемого флюида, после последующей прокачки сухого газа, при соблюдении баланса отбора–закачки и стабильного уровня пластового давления, основное количество ЖУВ с плотностью не менее  $700 \text{ кг/м}^3$  выносится на этапе закачки первых 50% объема растворителя;

- достигнута 95%-я степень возврата закачиваемого растворителя, при этом собственно газолиновой части бензиновой фракции  $\text{C}_{6+1}$  после начала воздействия добывается более 100% от объема ее закачки, за счет естественного содержания этой фракции в составе пластового флюида;

- достигнута полная (100%) степень замещения ранее закачанного метана  $\text{C}_1$  на углекислый газ  $\text{CO}_2$ , то есть коэффициент извлечения технологического «сухого»

метанового газа остаточного пластового газа стремится к 1.

#### Выбор рационального варианта технологии повышения компонентоотдачи на основе 3D модели

Напомним, что целью описываемых в статье работ (по повышению компонентоотдачи) является гидродинамическое обоснование лучшего (по совокупности критериев) метода воздействия на выбранный *слабо- или необводненный* опытный участок газонасыщенной части НГКМ, на поздней стадии разработки. Кроме традиционных описанных выше двух критериев КИжув и КИраств иногда применяется третий (по сути, производный от первых двух) критерий – количество дополнительно извлеченных ЖУВ на единицу потерь растворителя (оставшегося в пласте). Также обязательно должен учитываться такой не до конца формализованный четвертый критерий, как сложность строительства скважин той или иной конструкции (для упрощения его иногда заменяют стоимостью строительства скважин).



Строгая постановка многокритериальной задачи и поиск (аппроксимация) множества (Парето) ее решений не рассматриваются в данной статье, однако полученные результаты исследований позволяют отсеять заведомо проигрышные варианты.

Поскольку опытный участок для интенсивного воздействия должен содержать нагнетательную и добывающую скважину/скважины, то в терминологии разработки нефтяных пластов его естественно назвать «элементом разработки». Располагая нагнетательную скважину по центру элемента разработки, получим элемент либо инвертированной рядной системы, либо элемент пятиточечной инвертированной системы разработки, в зависимости от выбранного варианта конструкций скважин. В дальнейшем в статье рассматривается соотношение НС:ДС, равное 1:1, при этом легко регулировать баланс закачки–отбора. *Далее изучается выбор рационального варианта данной технологии лишь с точки зрения показателей тестовой модели типового «элемента разработки».*

Воздействие на каждый интервал осуществляется в три этапа:

1. Первый этап: ряд последовательных (циклических) закачек в нагнетательную скважину легко испаряемого растворителя и «сухого» газа низкотемпературной сепарации (в одинаковых, в пластовых условиях, объемах) с периодами выдержки после закачки каждого объема для увеличения степени охвата пласта растворителем. Каждый цикл включает: закачку растворителя – период выдержки – закачку «сухого» газа – период выдержки.

2. Второй этап: последующая (возможно, также циклическая, с периодами выдержки) закачка объемов «сухого» газа,

с целью максимального доизвлечения растворителя.

3. Третий (общий) этап: в случае минимального содержания тяжелых битумоидов заключительная интенсивная 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 нагнетательная и добывающие скважины опытного участка работают в режиме поддержания стабильного пластового давления, для предотвращения прорывов газа.

Суммарный объем закачиваемого растворителя в каждый обрабатываемый интервал (в пластовых условиях), в соответствии с априорными балансовыми расчетами должен составлять порядка 1–2 текущих объемов ЖУВ данного интервала в границах «элемента разработки» (например, для ВНКМ – это порядка 20–40% эффективного порового объема интервала).

В рамках создания полноразмерной 3D тестовой ГДМ было проведено усложнение модели, для приближения ее к реальности, а именно:

– увеличена этажность элемента разработки (до диапазона 1900–3350 м), с привнесением в геологическую основу модели элементов геологической неоднородности, рассмотрены разные варианты конструкций скважин;

– условие непротекания кровли и подошвы интервалов обработки опытного участка (отсутствие вертикальных перетоков через «разделы») было заменено на условие низкой проницаемости «разделов» с коэффициентом вертикальной анизотропии 0,005, для повсеместного снижения Рпл. вследствие (газо)гидродинамической связности интервалов по всему объему залежи;

– задана значимая диффузия растворителя, в том числе в периоды выдержки в промежутках циклов попеременной закачки, которая обеспечивает прямой и обратный массообмен растворителя между обрабатываемым интервалом и окружающими его сверху и снизу «разделами»;

– учтена возможность технологического риска перетоков, вследствие несовершенного пакерования соответствующих сегментов транзитных скважин, либо нарушения целостности цементного камня.

Для последовательной обработки в тестовой модели «элемента разработки» были назначены три интервала, мощностью порядка 100 м каждый, достаточно равномерно распределенных по разрезу, и обособленных от остального гидродинамически связного объема низкопроницаемыми разделами. Суммарная мощность (как общая, так и эффективная) трех обрабатываемых интервалов составляет порядка 25% мощности газонасыщенной части ГДМ. Вертикальная проницаемость разделов составляет 1% (или 0,01) вертикальной проницаемости вмещающих коллекторов. Коллектор тестовой ГДМ поровый,  $K_p$  порядка 8%, однако низкопроницаемый – латеральная проницаемость составляет первые единицы мД, вертикальная анизотропия карбонатного коллектора составляет 0,5. Коэффициент песчаности (доля коллектора) составляет 50%.

В полном «элементе разработки» максимальное расстояние между вертикальными скважинами (или материнскими стволами скважин более сложных конструкций) составляет 400 м. Эта дистанция выбрана в результате вариограммного статистического анализа геологической модели ВНКМ, поддерживаемой в ИПНГ РАН. В ней

вычисляемый статистический параметр – ранг вариограммы – составляет величину порядка 400 м, то есть две любые скважины, разнесенные на дистанцию не менее 400 м, как правило, статистически независимы по ГИС/РИГИС. Поэтому сохранение максимальной дистанции между скважинами в 400 м в некоторой степени может гарантировать связность выделяемых по ГИС интервалов и их характеристик по РИГИС, что, в свою очередь, должно обеспечивать равномерный охват элемента пласта циклической обработкой.

Объем попеременной суточной закачки растворителя и сухого газа в центральную нагнетательную скважину составляет порядка 200 рез. м<sup>3</sup> в пластовых условиях. Цикл непрерывной закачки каждого флюида продолжается 6 суток, с выдержкой между циклами минимум 1 сутки. Календарный месяц включает четыре цикла – по два цикла закачки каждого типа флюида, всего 20 месяцев. Итого для обработки каждого из трех интервалов тестовой модели требуется примерно по 50 тыс. м<sup>3</sup> растворителя (в ¼ модели – по 12,5 тыс. м<sup>3</sup> соответственно), что соответствует почти точно 100% объема ЖУВ в пл.у., находящихся в каждом из обрабатываемых интервалов пласта к моменту начала обработки. Пластовое давление к началу обработки первого из назначенных интервалов составляет 12–15% от начального  $P_{пл}$ . (32,8–37,3 МПа).

Цикл расчетов с многозабойными скважинами с боковыми горизонтальными стволами (БГС) показал:

– надежное сохранение принципиальных результатов, полученных при адаптации редуцированной ГДМ к результатам стендового моделирования, при этом основная масса ЖУВ плотностью (700–820 кг/м<sup>3</sup>) выносится в первой половине циклического воздействия, по мере замещения ЖУВ растворителем;



– целесообразность разнесения по разрезу тестовой модели нагнетательных БГС в прикровельную зону и параллельных им добывающих БГС в приподошвенную зону каждого обрабатываемого связного интервала – для эффективного использования гравитационного эффекта «орошения»;

– необходимость использования достаточно плотной сетки скважин с характерным межскважинным расстоянием между нагнетательной и добывающими скважинами порядка 150 м, а также необходимость комплексного учета эффекта воздействия нагнетаемых агентов по всему разрезу, вследствие геологических и промысловых эффектов – фильтрации через «разделы» и диффузии закачиваемых агентов, внутрискважинных перетоков в транзитных скважинах, при последовательной обработке интервалов.

Таким образом, на тестовой модели элемента разработки с выделенными тремя интервалами обработки, отделенными от остальной залежи низкопроницаемыми барьерами и имеющими низкую степень обводнения к началу воздействия, была показана принципиальная возможность достаточно успешного применения технологии увеличения компонентоотдачи (при наличии в газовой части матричной нефти), протестированной ранее в ходе стендового (физического) моделирования и апробированной на 2,5-мерной редуцированной модели.

Безусловно, результаты, полученные на 3D модели, отличаются от результатов, полученных на редуцированной 2,5-мерной модели, вследствие неполноты охвата пласта закачиваемым агентом, процессов гравитационной сегрегации жидкого растворителя и паровой фазы, а также эффекта диффузии закачиваемого растворителя вначале в окружающие обрабатываемые интервалы низкопроницаемые разделы, а затем – обратно (в зависимости от разницы концентраций).

В настоящей статье авторы более подробно останавливаются на обосновании конструкций нагнетательной и добывающей скважин, с использованием предварительно настроенной тестовой ГДМ элемента разработки.

В рамках исследования по оптимизации технологии увеличения компонентоотдачи был проведен анализ принципиальных конструкций (дизайна) скважин, с точки зрения увеличения коэффициента извлечения ЖУВ – КИЖув, и коэффициента извлечения/возврата закачанного в пласт растворителя – КИраств. Оба этих показателя напрямую влияют на показатели экономической эффективности разрабатываемой технологии.

Для анализа были выбраны *три принципиальных конструкции добывающих и нагнетательных скважин*, а именно:

– вертикальные скважины со стандартным вскрытием пласта перфорацией (сокращенно V-V);

– вертикальные скважины с многоэтажным радиальным вскрытием пласта (т. е. с удлиненной гидроперфорацией с контролируемым отходом по латерали на 50 м открытыми отверстиями (стволами) диаметром 1 дюйм – сокращенно VR-VR);

– многозабойные скважины с поэтажной резкой боковых горизонтальных стволов небольшой (до 300 м) протяженности (сокращенно Н-Н).

Ясно, что первый, стандартный вариант – самый дешевый и технологически наиболее просто реализуемый. Однако потенциально он не может быстро обеспечить необходимую степень охвата обрабатываемого интервала закачкой растворителя и допускает быстрые прорывы закачиваемого сухого газа от нагнетательной скважины к соседним добывающим скважинам.

Второй и третий варианты потенциально обеспечивают необходимую степень охвата, меньший риск прорывов сухого газа, однако каждый из них имеет свои недостатки. В частности, бурение БГС требует наличия мобильного грузоподъемного станка для зарезки БГС на глубинах порядка 3000 м и геологического сопровождения бурения горизонтального участка в условиях низких пластовых давлений. Кроме того, использование скважин с БГС под закачку флюидов может вызвать промышленные осложнения. Поэтому, кроме трех вышеупомянутых вариантов был также

рассмотрен один комбинированный, а именно:

– нагнетательная вертикальная скважина с многоэтажным радиальным вскрытием и многозабойная добывающая скважина с поэтажной зарезкой боковых горизонтальных стволов (сокращенно VR-H).

Приведенные ниже рис. 4 (А–В) иллюстрируют принципиальный дизайн второго, третьего и четвертого вариантов на  $\frac{1}{4}$  части элемента разработки. На рисунке визуализирована лишь нижняя треть тестовой сеточной модели, включающая первый из обрабатываемых снизу вверх интервалов «элемента разработки».

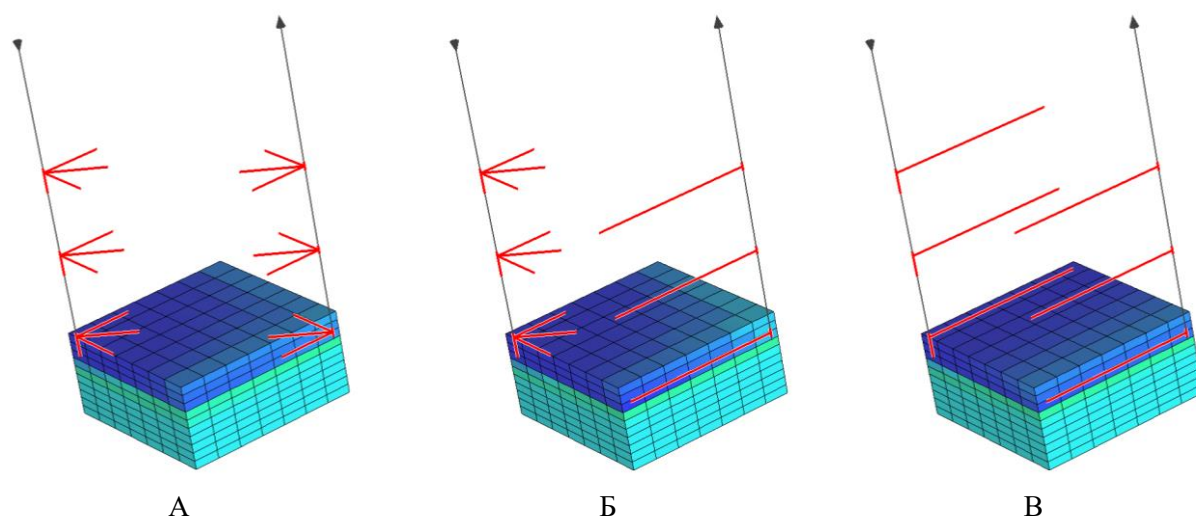


Рис. 4. Принципиальный дизайн вариантов: А – VR-VR; Б – VR-H; В– H-H (в  $\frac{1}{4}$  элемента разработки)

Цикл проведенных расчетов показал, что при межскважинном расстоянии между нагнетательной и добывающей скважинами (материнскими вертикальными стволами) около 150–200 м и общей мощности обрабатываемого интервала около 100 м целесообразно размещать не только боковые горизонтальные, но и радиальные стволы нагнетательной скважины в прикровельную часть интервала, а добывающей скважины –

в его подошвенную часть, для максимального использования эффекта «гравитационного орошения» растворителем и углекислым газом. При этом закачку и отбор флюида в каждом интервале необходимо вести, максимально соблюдая баланс отбора/закачки в пластовых условиях, для предотвращения преждевременного прорыва сухого закачиваемого газа к забою добывающих скважин.

Специально отметим, что при осуществлении воздействия на обрабатываемый интервал в той части пласта, которая не охвачена циклическим воздействием закачкой растворителя и сухого газа, *продолжается плановый отбор флюида*, то есть традиционная разработка «на истощение», вплоть до момента остановки скважин вследствие предельно низкого пластового давления (в описываемой модели за этот процесс отвечает вспомогательная технологическая скважина, продолжающая отбор газа после ее последовательного пакерования – из части разреза, расположенной выше обрабатываемого интервала/интервалов).

Перейдем к анализу показателей разработки с использованием вышеописанных четырех вариантов конструкций (дизайна) скважин, при одинаковых входных условиях (рис. 5).

Несколько неожиданным на графике рис. 5В) является то, что на этапе финальной прокачки CO<sub>2</sub> тяжелые ЖУВ плотностью до 820 кг/м<sup>3</sup> выносятся при варианте VR-H (серый пунктир), хоть и в незначительных количествах. При этом плотность добываемых ЖУВ на основных этапах циклической обработки не превышает 800–810 кг/м<sup>3</sup> в максимуме пиков, быстро снижаясь затем по мере отработки интервала практически до плотности растворителя, величиной 670 кг/м<sup>3</sup>.

***Сравнивая графики рис. 5Б, нетрудно заметить, что наихудший показатель накопленного отбора ЖУВ (с отставанием примерно на 25–27%) имеет вариант V-V с вертикальными нагнетательной и добывающей скважинами, далее по возрастанию следуют два практически идентичных варианта с вертикальной НС***

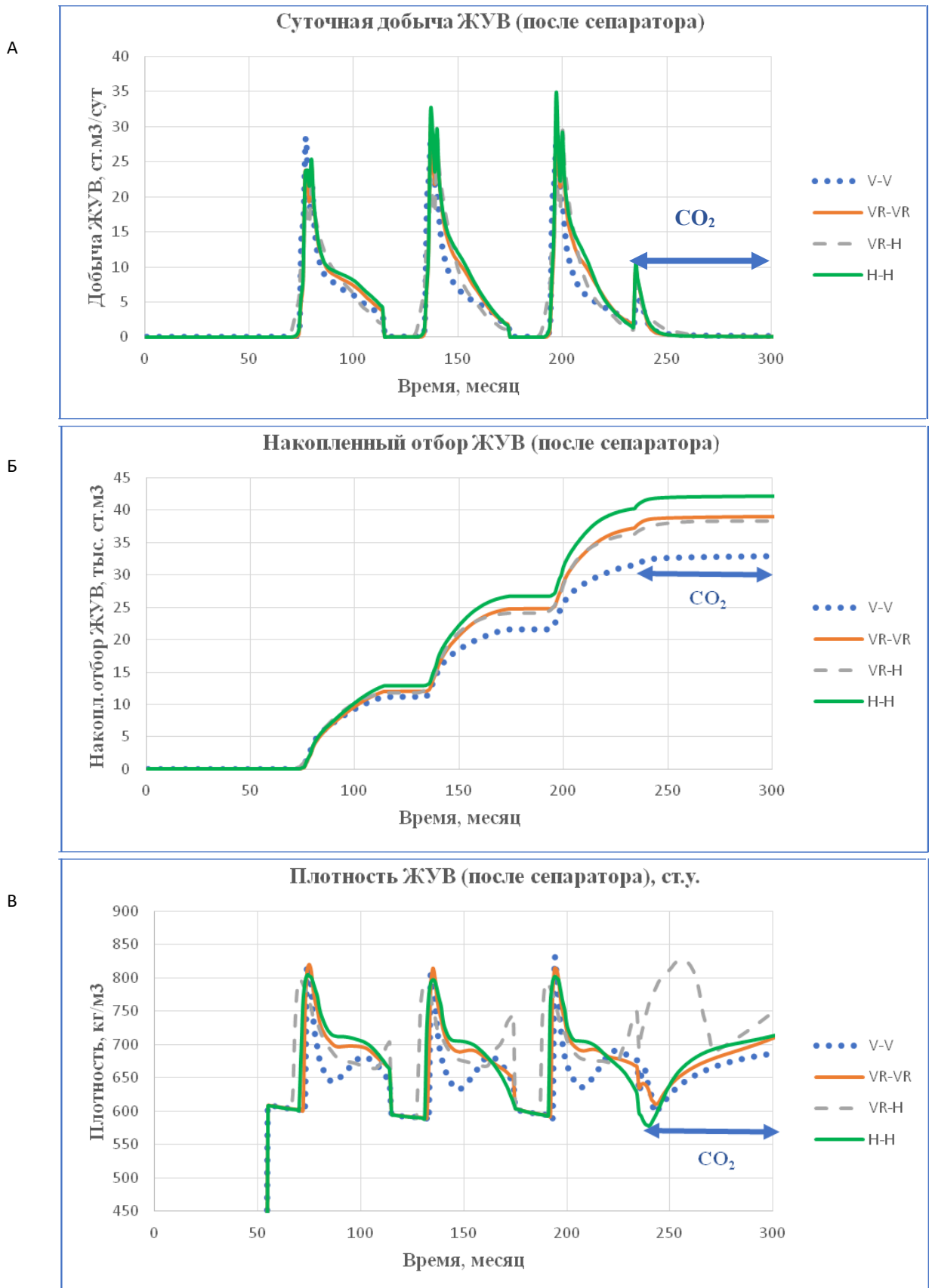
***с многоэтажным радиальным вскрытием (VR-VR и VR-H), а наилучшим по накопленному отбору ЖУВ является многозбойный вариант с БГС (H-H), опережающий варианты с VR примерно на 8–10%.***

Проанализируем баланс в тестовой модели газолиновой фракции конденсата C<sub>6+1</sub>, используемой в качестве растворителя (рис. 6).

Сразу заметим, что в рамках тестовой модели закачивается в каждом цикле в обрабатываемый интервал растворителя примерно столько, сколько его извлекается из продукции (вспомогательной скважины) на этапе работы на истощение (то есть растворитель не появляется «ниоткуда», его можно накопить, используя продукцию соседних скважин).

Проиллюстрируем возможность запуска рецикла с начала обработки интервалов графиком рис. 7, на котором представлена мольная доля компонента C<sub>6+1</sub> в продукции ЖУВ добывающей скважины.

Из данного графика видно, что в первичном вале ЖУВ, приходящих на забой добывающей скважины, текущая мольная доля растворителя лежит в диапазоне 15–25% в зависимости от варианта конструкций скважин, а динамика выноса растворителя зависит от глубины интервала (т. е. от состава флюида и термобарических условий). Накопленная мольная доля растворителя на этапе циклической обработки интервалов лежит, в среднем, в диапазоне 6–8%, следовательно, растворитель может накапливаться для возврата в рецикл (после его выделения из продукции и очистки от битуминозных фракций) достаточно интенсивно.



**Рис. 5.** Сравнение суточной добычи (А), накопленного отбора (Б), плотности ЖУВ (В) после сепаратора, по вариантам конструкции скважин

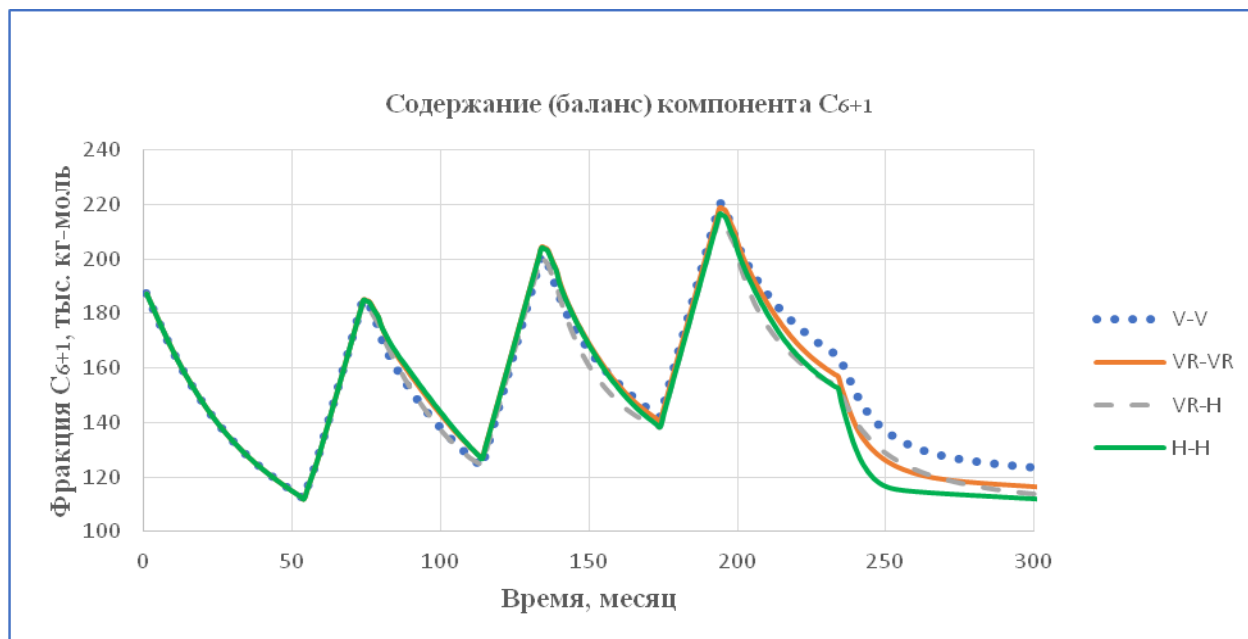


Рис. 6. Баланс газолиновой фракции газоконденсата (компонента C<sub>6+1</sub>) в модели ¼ элемента разработки

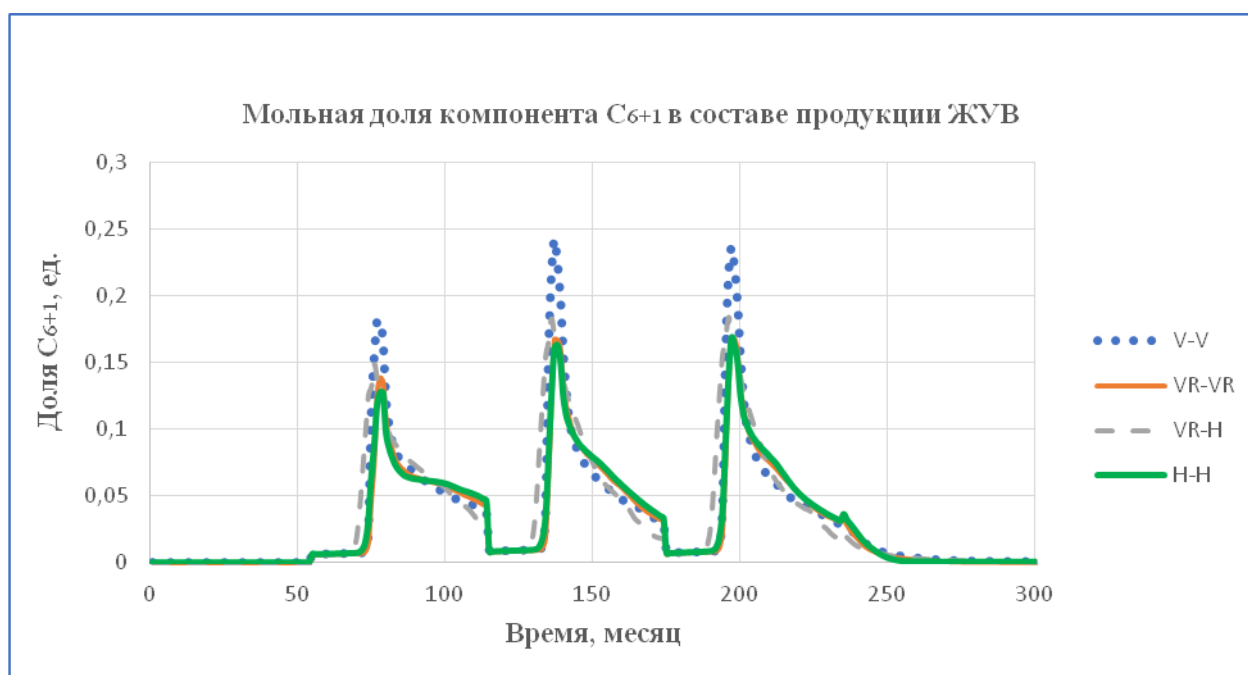


Рис. 7. Мольная доля газолиновой части бензиновой фракции газоконденсата (компонента C<sub>6+1</sub>) в продукции ЖУВ в модели ¼ элемента разработки

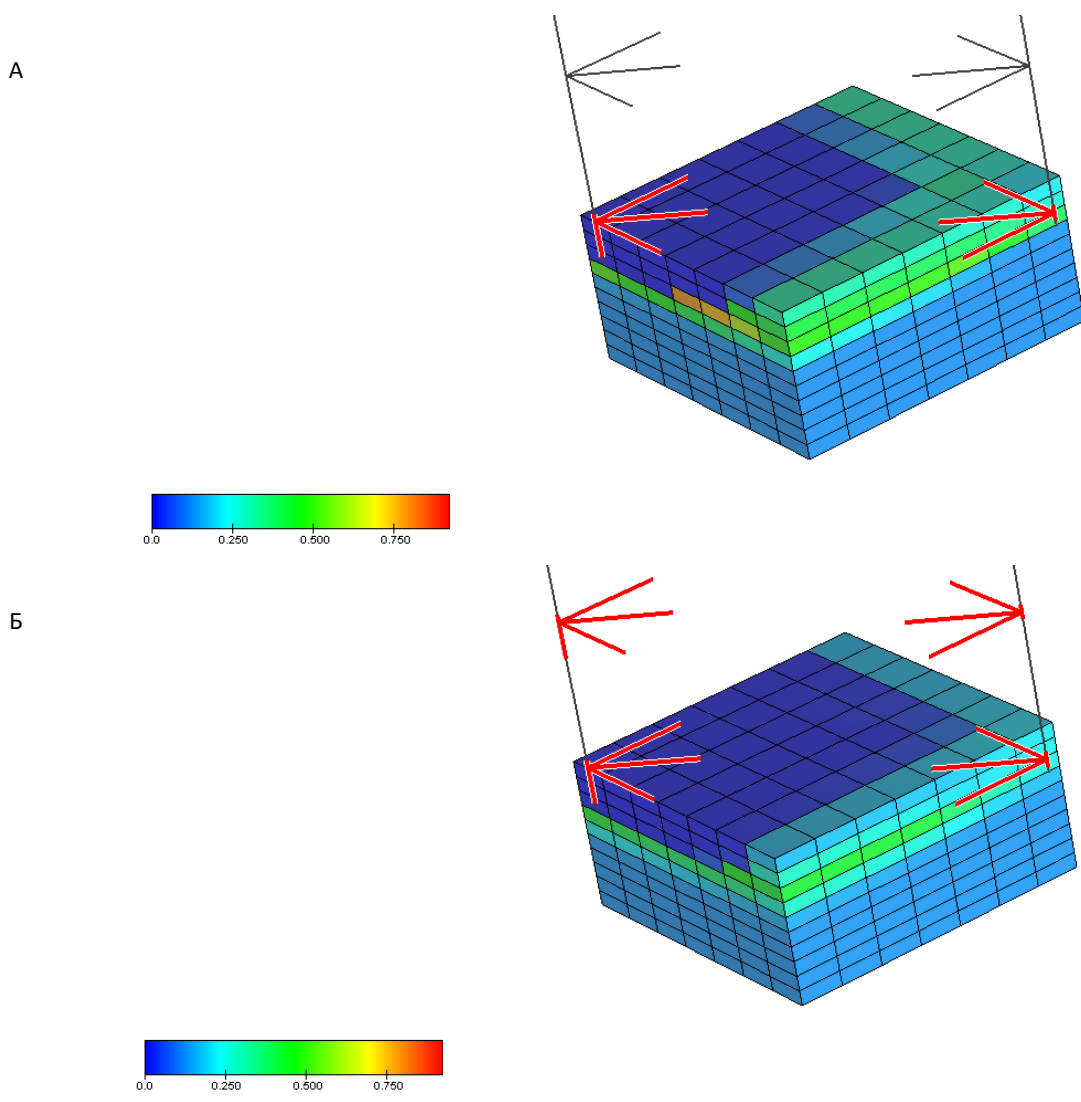
Таким образом, опираясь на результаты тестового 3D моделирования, можно утверждать, что финальная закачка/прокачка углекислого газа CO<sub>2</sub> может гарантировать в лучших вариантах 95%–100% возврата в рецикл газолиновой части бензиновой фракции

газоконденсата, используемой далее после ее подготовки в качестве растворителя.

Необходимость интенсивной финальной закачки во все ранее обработанные интервалы углекислого (или же «сухого» газа) для максимального доизвлечения в рецикл растворителя иллюстрирует рис. 8А.

На этом рисунке представлено характерное распределение в обрабатываемом интервале концентрации компонента  $C_{6+1}$  в ЖУВ в пластовых условиях, на момент окончания обработки интервала, по варианту VR-VR. В последующий период (переключения на обработку оставшихся интервалов)

благодаря диффузионным процессам происходит перераспределение (частичное выравнивание) в обрабатываемом интервале и окружающих его «разделах» концентрации компонента  $C_{6+1}$ , после чего упрощается процесс его финального доизвлечения (рис. 8Б).



**Рис. 8.** Концентрация компонента  $C_{6+1}$  в интервале тестовой модели  $\frac{1}{4}$  элемента разработки: А – перед переходом на обработку вышележащих интервалов; Б – в ходе финальной прокачки  $CO_2$  (вариант VR-VR)

Используя выгруженные из симулятора расчетные векторы балансового содержания компонентов, начиная с пентанов, и их молекулярные веса, для трех обработанных интервалов тестовой модели были

вычислены (табл. 1) усредненные по разрезу массовые коэффициенты извлечения (КИ) фракции  $C_{5+}$ , которая и составляет основную часть извлеченных ЖУВ, дегазированных на поверхности.



Таблица 1

**Коэффициент извлечения  $C_{5+}$  (массовый), по вариантам конструкций скважин**

Варианты конструкций скважин*		КИ $C_{5+}$ (газ+ЖУВ) за период работы на истощение, %	КИ $C_{5+}$ к концу периода обработки интервалов, %	КИ $C_{5+}$ к концу финальной прокачки $CO_2$ , %
НС	ДС			
V	V	15,2	35,7	<b>53,4</b>
VR	VR	15,2	50,5	<b>67,6</b>
VR	H	15,2	47,2	<b>65,4</b>
H	H	15,2	58,1	<b>74,3</b>

\* V - вертикальная скважина,  
 VR - вертикальная скважина с многоэтажным радиальным вскрытием,  
 H - многозабойная скважина с боковыми горизонтальными стволами

Под дегазацией авторы здесь понимают выделение и удаление в процессе сепарации как легких неуглеводородных компонентов (например,  $N_2$ ,  $CO_2$ ), так и легких углеводородных компонентов  $C_1-C_4$  (которые в пластовых условиях, тем не менее, входят в состав пластовых ЖУВ).

*С точки зрения доизвлечения фракции  $C_{5+}$  в составе ЖУВ наилучшим показателем КИ 74,3% обладает самый сложный в реализации (и самый дорогостоящий) вариант H-H с многозабойными нагнетательной и добывающими скважинами с БГС, далее (с КИ 67,6%) следует вариант VR-VR с вертикальными скважинами с многоэтажным радиальным вскрытием, совсем немного (с КИ 65,4%) уступает ему комбинированный вариант VR-H, и наилучшими показателями (с КИ 53,4%) обладает вариант со стандартными вертикальными скважинами – с наименьшей степенью охвата пласта воздействием растворителя.*

**Заключение**

Изучение на элементе пласта комплексной технологии увеличения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки с использованием тестовой 3D гидродинамической модели:

- доказало работоспособность предлагаемой технологии, на примере данных Вуктыльского ВНКМ, с достижением приемлемых коэффициентов извлечения компонентов  $C_{5+}$ , входящих в состав пластовых ЖУВ, и коэффициента возврата в рецикл растворителя;
- показало, что предпочтительным вариантом конструкций скважин (с существенным упрощением их строительства, а также с учетом незначительных отклонений в итоговых КИ компонентов  $C_{5+}$  и коэффициента возврата растворителя) для «элемента разработки» в рамках данной технологии являются вертикальные скважины с многоэтажным радиальным вскрытием (диаметр отверстий радиального вскрытия рекомендуется 1 дюйм, их глубина – не менее 50 м);

– показало, что оптимальным объемом закачки растворителя (и равного ему объема сухого газа при циклической закачке) для варианта скважин с многоэтажным радиальным вскрытием является один объем ЖУВ в пластовых условиях (к концу этапа разработки на истощение), однако увеличение приемистости закачки в два раза приводит не только к некоторому (на 9–11 процентных пунктов) росту коэффициента извлечения

$C_{5+}$ , но и к сопоставимым потерям растворителя;

– определило размеры рекомендуемых пятиточечных инвертированных «элементов разработки» – не более 400 м по диагонали, между самыми удаленными друг от друга скважинами, с рекомендуемым вскрытием добывающими скважинами приподошвенной части обрабатываемых интервалов, а нагнетательными скважинами – прикровельной части.

*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. *Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А.* Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза // Геология, география и глобальная энергия. 2009. № 4(35). С. 6–8.
2. *Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С.* и др. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22>
3. *Задьмова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю.* и др. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687. <https://doi.org/10.7868/S0023291216060227>
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. *Долгушин Н.В.* Терминология и основные положения технологии газоконденсатных исследований. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 140 с.
6. *Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский 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 газа. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3>
7. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>

8. *Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И.* Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже 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.*
9. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989. 550 p.
10. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
11. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
12. *Попов С.Б.* Композиционное профилирование по глубине в газонефтяных месторождениях // *Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН. 2017. № 61. С. 1–30.* <http://doi.org/10.20948/prepr-2017-61>
13. *Whitson C.H., Belery P.* Compositional gradients in petroleum reservoirs // *University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 29–31 August 1994. Paper SPE-28000-MS.* <https://doi.org/10.2118/28000-MS>
14. *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>
15. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / 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 29.11.2023**

## On the hydrodynamic justification of the technology for increasing the component recovery of gas-condensate and gas part of oil and gas-condensate fields at the late stages of development, in the presence of matrix oil

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 presence of matrix oil at a concentration below the filtration threshold in the deposits of large gas-condensate fields and in the gas part of oil and gas-condensate fields necessitates the search for new ways to increase component recovery. The research was carried out within the framework of works on hydrodynamic substantiation of the technology of extraction of matrix oil and retrograde condensate from gas-saturated source deposits at late stages of development. In the paper, on the basis of a test multicomponent model using key parameters of the Vuktyl oil and gas-condensate field, a rational variant of application of the technology for increasing component recovery is selected, including not only the volume and rate of fluid injection, but also the design of wells.

**Keywords:** oil and gas-condensate field, hard-to-recover reserves, resource potential, enhanced component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, composite hydrodynamic modeling, multilateral wells, radial drilling, gasoline fraction of gas condensate, carbon dioxide injection

**Citation:** *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A.* On the hydrodynamic justification of the technology for increasing the component recovery of gas-condensate and gas part of oil and gas-condensate fields at the late stages of development, in the presence of matrix oil // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 72–90. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art6> (In Russ.).

### References

1. *Navrotsky O.K., Skibitskaya N.A.* Generation of liquid hydrocarbons in carbonate formations at low stages of catagenesis // *Geology, Geography and Global Energy*. 2009. No. 4(35). P. 6–8. (In Russ.).
2. *Dmitrievsky A.N., Efimov A.G., Gutman I.S.* et al. Matrix oil and residual gas reserves of Orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 4(23). P. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22> (In Russ.).
3. *Zadymova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Yu.* et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure and rheological properties // *Colloid Journal*. 2016. Vol. 78, No. 6. P. 675–687.
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. *Dolgushin N.V.* Terminology and basic principles of technique for gas condensate research. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. 140 p. (In Russ.).

6. *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. <http://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3> (In Russ.).
7. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
8. *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.).
9. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989. 550 p.
10. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
11. *Brusilovsky A.I.* Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
12. *Popov S.B.* Compositional grading with a depth in gas-oil reservoirs // Keldysh Institute Preprints. 2017. No. 61. P. 1–30. <https://doi.org/10.20948/prepr-2017-61> (In Russ.).
13. *Whitson C.H., Belery P.* Compositional gradients in petroleum reservoirs // University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 29–31 August 1994. Paper SPE-28000-MS. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>
14. *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>
15. *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 the Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

**Received 29.11.2023**