

# Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10039

**Н.А. Скибицкая**к.г.-м.н., зав. лабораторией<sup>1</sup>  
[skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)**В.Н. Данилов**к.г.-м.н., начальник отдела<sup>2</sup>  
[v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru)**А.А. Латышев**к.т.н., заместитель начальника отдела<sup>2</sup>  
[a.latyshhev@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a.latyshhev@sng.vniigaz.gazprom.ru)**И.М. Индрупский**д.т.н., зав. лабораторией<sup>1</sup>  
[i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)**А.А. Попов**ведущий инженер<sup>2</sup>  
[a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru)**В.А. Кузьмин**к.г.-м.н., в.н.с.<sup>1</sup>  
[kuzminva@mail.ru](mailto:kuzminva@mail.ru)**М.Н. Большаков**к.г.-м.н., с.н.с.<sup>1</sup>  
[rgu2006@mail.ru](mailto:rgu2006@mail.ru)<sup>1</sup>ИПНГ РАН, г. Москва<sup>2</sup>Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

**В статье отражены результаты экспериментального моделирования технологии добычи гидродинамически неподвижных жидких углеводородов (ЖУВ — пластовой нефти и ретроградного конденсата) из продуктивной части газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ГКМ и НГКМ) — на примере основной залежи Вуктыльского НГКМ. Технология воздействия основана на циклической закачке углеводородного растворителя и сухого газа, с последующим доизвлечением ЖУВ и растворителя прокачкой сухого газа или сухого газа и оторочек пропан-бутановой фракции. Эксперименты на керновых моделях пласта показали высокую потенциальную технологическую эффективность**

## Введение

Наличие в газонасыщенной части истощенных залежей Вуктыльского, Оренбургского и других нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) большого количества жидких углеводородов (ЖУВ), в значительной мере не достигших порога гидродинамической подвижности, делает актуальной задачу обоснования и предварительного стендового моделирования технологий их направленной добычи.

Так, результаты выполненной сотрудниками ИПНГ РАН оценки начальных запасов ЖУВ в породах аллохтона Вуктыльского НГКМ (ВНГКМ) показали, что в газонасыщенных породах-коллекторах содержится 117,7 млн т ЖУВ в виде пластовой нефти (так называемой остаточной или рассеянной, или нефти начальных стадий нефтегенерации). Из них 98,8 млн т — в высокеемких коллекторах, а 18,9 млн т — в низкоемких. С учетом выпавшего в жидкую фазу ретроградного конденсата, оценка текущих запасов ЖУВ в недрах ВНГКМ составляет более 200 млн т.

Аналогично, только в поровых газонасыщенных коллекторах Оренбургского НГКМ, помимо ретроградного конденсата, находится по оценкам ИПНГ РАН 1,267 млрд т жидких нефтяных углеводородов [1].

Возможность перехода нефтяных ЖУВ в фильтрующую, динамическую часть емкостных объемов в газонасыщенном пласте [2], а также закономерное увеличение насыщенности ЖУВ за счет выпадения ретроградного конденсата в процессе снижения пластового давления, позволяют считать, что наиболее благоприятной для добычи ЖУВ на истощаемых нефтегазоконденсатных месторождениях является стадия максимальной конденсации.

Разработка и внедрение технологий, направленных на извлечение ЖУВ из газонасыщенной части нефтегазоконденсатных месторождений, имеет важное регионально-промышленное значение. С истощением запасов основного углеводородного сырья этих месторождений — газа и конденсата — возникает острая проблема укрепления сырьевой базы для обеспечения сырьем добывающих предприятий и входящих в их инфраструктуру нефтегазоперерабатывающих заводов. Например, для ВНГКМ — Сосногорского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), для Оренбургского НГКМ — Оренбургских ГПЗ и гелиевого завода.

Увеличение компонентоотдачи нефтегазоконденсатных месторождений за счет добычи трудноизвлекаемых ЖУВ из газонасыщенных зон позволит продлить на десятилетия жизнь таких градообразующих

нефтегазодобывающих и нефтегазоперерабатывающих комплексов.

## Технология добычи ЖУВ из газонасыщенных зон НГКМ

В качестве перспективного технологического подхода к добыче ЖУВ из газовой части НГКМ предлагается способ попеременной прокачки через пласт оторочек легко испаряемого углеводородного (УВ) растворителя и газа — сухого УВ газа или углекислого газа. Циклическая прокачка оторочек растворителя и газа, равных в условиях пласта по объему, завершается заключительной прокачкой газа для максимального отбора оставшегося в пласте растворителя путем довытеснения и испарения. Закачка в пласт больших объемов дорогостоящего растворителя без его извлечения из добываемого сырья, накопления и возвращения в рецикл, то есть в процесс добычи, экономически нецелесообразна.

При низкой концентрации высокомолекулярных битуминозных компонентов (асфальтенов и тяжелых смол) в нефтяных ЖУВ газонасыщенных продуктивных отложений, как на ВНГКМ, в качестве УВ растворителя может быть использована петролейная фракция добываемого конденсата с температурой кипения до 100°C. При повышенной битуминозности газонасыщенных отложений, как на Оренбургском НГКМ, необходимо использование ароматического растворителя, например, бензол-толуольного концентрата, выделенного из собственных бензол-толуольных фракций добываемых ЖУВ. Циклическая прокачка ароматического растворителя в таких отложениях предотвратит выпадение в осадок асфальтенов и, как следствие, снижение проницаемости пласта и дебитов скважин.

Также обязательным является использование ароматического растворителя в случае применения в технологии циклической прокачки углекислого газа в содержащих асфальтены битуминозных газонасыщенных отложениях. Это обусловлено тем, что CO<sub>2</sub> при контакте с нефтью, содержащей асфальтены, выводит последние в осадок, экстрагируя при этом из нефти легкие фракции и утяжеляя оставшуюся нефть.

Циклическая прокачка оторочек углеводородного растворителя и газа обеспечивает добычу ЖУВ в режиме смешивающегося вытеснения и возможность максимального замещения пластовой нефти и ретроградного конденсата на растворитель. Выбор растворителя учитывает возможность его максимального доизвлечения из пласта в газопаровой фазе на заключительных циклах прокачки сухого (пластового, углекислого или др.) газа.

воздействия — коэффициент извлечения (вытеснения) ЖУВ до 0.72 и растворителя до 0.99. В совокупности с развитой инфраструктурой и текущим низким пластовым давлением полученные результаты указывают на возможное достижение рентабельности данной технологии добычи ЖУВ на Вуктыльском НГКМ и других ГКМ и НГКМ на поздних стадиях разработки, целесообразность проведения дальнейшего моделирования и опытных работ.

#### Материалы и методы

Стендовое моделирование, хроматографический анализ, керновая модель пласта, рекомбинированная модель пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система), углеводородный растворитель, метан, пропан-бутановая фракция.

#### Ключевые слова

газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, жидкие углеводороды, нефть, ретроградный конденсат, лабораторные исследования, стендовое моделирование, циклическое воздействие, углеводородный растворитель, извлечение углеводородов

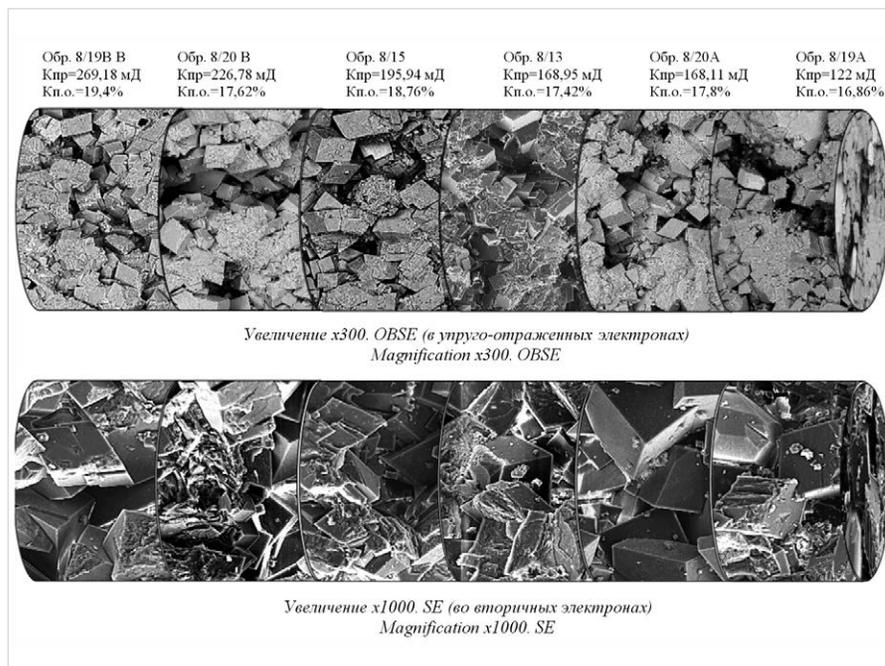


Рис. 1 — Визуальная характеристика структуры образцов в МП по данным электронной микроскопии

Fig. 1 — Visual structure characteristics of cores in the RM by electron microscopy

При закачке в газонасыщенный пласт жидких углеводородных растворителей их фильтрация проходит в непрерывно связанных динамических объемах эффективного емкостного пространства, в режиме неограниченного смешения с находящимися в них ЖУВ. При этом структурно-защемленные эффективные поровые объемы (см. рис. 1 в статье [2]) остаются заполненными газом и изолированными между собой. При последующей циклической закачке сухого газа происходит его неограниченное смешение с газом, структурно-защемленным в порах, и вытеснение смеси ЖУВ и растворителя в следующий динамический емкостной объем пласта или в следующую динамическую ячейку керновой модели при стендовом моделировании.

При использовании углекислого газа вместо сухого углеводородного газа происходит замещение структурно-защемленного пластового газа на углекислый и, как результат, достижение максимальной газоотдачи одновременно с добычей пластовых ЖУВ.

По мере продвижения к выходу из пласта в скважину (или из керновой модели) газовая фаза становится все более термодинамически равновесной с жидкой фазой — смесью пластовых ЖУВ и ранее закачанного растворителя. Это улучшает эффективность вытеснения и повышает выход ЖУВ и растворителя за счет испарения. В интервалах между закачкой оторочек газа и растворителя осуществляется выдержка как для восстановления нарушенного при нагнетании газа термодинамического равновесия, так и для более полного смешения растворителя и пластовых ЖУВ не только в фильтрующих объемах, но и в примыкающих к ним субкапиллярнопоровых объемах.

Основная задача этапа циклической прокачки УВ растворителя и газа через эксплуатируемый нефтегазонасыщенный объект — максимально полное извлечение гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ

(пластовой нефти и ретроградного конденсата) через их неограниченное смешение и последовательное замещение на легко испаряемый в условиях пласта растворитель (петролейные фракции добываемого конденсата для ВНГКМ; бензол-толуольный концентрат из бензол-толуольных фракций (70–120 °С) добываемого конденсата — для Оренбургского НГКМ).

Основная задача этапа заключительной циклической прокачки газа:

- углеводородного: максимально полное извлечение оставшейся в пласте недоизвлеченной части легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя;
- углекислого: максимально полное извлечение оставшейся в пласте недоизвлеченной части легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя, а также достижение максимальной газоотдачи в результате замещения пластового углеводородного газа на углекислый;
- достижение значений коэффициента эффективности Кэфф, обеспечивающих рентабельную добычу гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ из газовой части НГКМ (Кэфф равен отношению объема добытой нефти к объему оставшегося в пласте растворителя).

#### Программа работ по стендовому моделированию технологий добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ из газонасыщенных продуктивных отложений ВНГКМ

Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ проводилось в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта с применением экспериментальной установки (см. рис. 2 в работе [2]) и керновой модели пласта (см. рис. 3 в работе [2]), описанных в статье [2]. Разработанная программа работ по стендовому моделированию включала следующие ключевые этапы:

- создание начального флюидонасыщения,

имитирующего начальное состояние пластовой системы ВНКМ, включая ЖУВ (пластовую нефть);

- моделирование текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы ВНКМ;
- моделирование циклического воздействия на пластовые ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) с закачкой оторочек модельного растворителя (гексана) и сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки оторочек пропан-бутановой фракции и сухого газа (метана);
- моделирование доизвлечения растворителя и пропан-бутановой фракции заключительной прокачкой сухого газа (метана).

Описанию реализации первых двух этапов программы посвящена работа [2]. В результате в керновой модели симитировано термобарическое состояние и флюидонасыщение, соответствующее истощению до давления максимальной конденсации начальной пластовой системы, включающей основную газоконденсатную фазу, исходно неподвижную пластовую нефть и остаточную пластовую воду.

В экспериментах использованы:

- модель пластовой воды (минерализация 230 г/л);
- модель дегазированной нефти — смесь отгона после 110°C дегазированной нефти Северо-Вуктыльского месторождения с н-пентаном и н-октаном, чтобы обеспечить сохранение плотности и близости по составу к исходной дегазированной нефти, но исключить содержание модельного растворителя (гексана);
- модель газоконденсатной смеси (ГКС), полученная путем рекомбинации сепараторных проб газа Югидского НКМ и чистых углеводородных компонентов до достижения начального содержания УВ группы  $C_5+$  на уровне 360 г/м<sup>3</sup>, характерном для средних начальных условий ВНКМ [3].

После создания в модели пласта и приведения к термодинамическому равновесию при начальных условиях исходной системы (ГКС + неподвижные ЖУВ (нефть) + остаточная вода), осуществлялось ее медленное истощение при постоянной температуре 63°C до давления максимальной конденсации 5 МПа [2] с контролем объема продукции, выхода жидкой фазы и состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценена итоговая насыщенность модели пласта водой, ЖУВ и газовой фазой.

По результатам истощения в модели пласта:

- сформирована насыщенность ЖУВ, включающая исходную нефть и ретроградный конденсат из ГКС;
- произошло донасыщение жидкой УВ фазы газовыми и промежуточными компонентами до равновесного состояния при текущих давлении и температуре.

#### **Моделирование циклической прокачки растворителя и сухого газа**

Рассмотрим подробнее программу стендового моделирования на примере

циклических прокачек растворителя и сухого газа (метана). Для оценки эффективности извлечения ЖУВ стендовое моделирование проводится в следующей последовательности.

- Осуществляется попеременная закачка в модель пласта оторочек модельного растворителя (гексана) и метана. Объем оторочек рассчитывается как 20% от суммарного объема ЖУВ (нефть + ретроградный конденсат) в модели пласта. Общее число оторочек — 5+5. Между оторочками осуществляется выдержка минимум 1 сутки для установления в модели пласта фазового равновесия.
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой.
- По результатам контроля за выходящей продукцией принимается решение о продолжении циклической прокачки оторочек гексана и метана (в случае, если в продукции не наблюдается существенного количества гексана, т.е. есть потенциал дальнейшего извлечения ЖУВ). Возможен переход на 40%-ные оторочки (от объема ЖУВ) с суточными выдержками между ними. Прокачка оторочек продолжается до прекращения выхода ЖУВ или принятия решения о прекращении прокачки по временным условиям, если полученных данных достаточно для выводов о наблюдаемых тенденциях замещения ЖУВ растворителем.
- По итогам циклической прокачки растворителя и сухого газа строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов  $C_5+$  и растворителя.

#### **Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки сухого газа (метана)**

По завершении циклических прокачек оторочек растворителя и метана осуществляется переход к прокачке сухого газа (метана) для оценки эффективности доизвлечения ЖУВ и растворителя из модели пласта.

- Осуществляется закачка в модель пласта метана оторочками с выдержкой между ними. Цель выдержки — приближение к условиям фазового равновесия, которое в большей степени достигается при медленных процессах вытеснения в пласте по сравнению с непрерывным вытеснением при стендовом моделировании.
- Осуществляется поэтапное увеличение объема оторочек с 20 до 40%, продолжительность выдержки варьируется от 1 до 3 сут. Также реализуется цикл непрерывной прокачки метана (с ночными выдержками).
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой.

- По итогам прокачки метана строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов  $C_5+$  и растворителя. Оценивается зависимость эффективности извлечения ЖУВ и растворителя при прокачке метана от объема прокачки, объема оторочек, длительности выдержки.

#### **Моделирование доизвлечения ЖУВ и растворителя за счет прокачки оторочек пропан-бутановой фракции и метана**

Возможность более эффективного обратного извлечения растворителя и доизвлечения ЖУВ за счет применения пропан-бутановой фракции оценивается следующим образом.

- Осуществляется закачка в модель пласта последовательных оторочек пропан-бутановой фракции и метана (с последующей ночной выдержкой). В рассматриваемом эксперименте объем оторочек пропан-бутановой фракции составлял 6%, метана — 34% от объема ЖУВ до начала вытеснения, что соответствует 15% пропан-бутановой фракции в смеси с метаном. Данная величина была принята по результатам предварительного термодинамического моделирования исходя из достижимой достаточной смеси метан-пропан-бутановой смеси с ЖУВ и растворителем.
- В качестве пропан-бутановой фракции для условий ВНКМ предложено использовать сжиженный углеводородный газ из продукции Сосногорского ГПЗ (средний состав — около 60% пропана, 40% бутана, суммарное содержание других компонентов не более 1,2%).
- Попеременная закачка оторочек продолжается до прекращения существенного выхода растворителя и ЖУВ из модели пласта. Далее осуществляется переход на непрерывную прокачку метана (с ночными выдержками).
- Осуществляется контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивается на каждом шаге изменение насыщенности модели пласта водой, ЖУВ, растворителем, газовой фазой, пропан-бутановой фракцией.
- В процессе работ по итогам прокачек строятся графики изменения насыщенностей модели ЖУВ, растворителем и газом от времени и от объемов прокачки (в долях эффективного объема пор модели пласта), а также графики изменения составов жидкой и газовой фаз в продукции, графики текущего и накопленного извлечения компонентов  $C_5+$  и растворителя.

Оценивается зависимость эффективности извлечения ЖУВ и растворителя при прокачке оторочек метана и пропан-бутановой фракции от объема прокачки.

Оценивается зависимость обратного извлечения пропан-бутановой фракции от объема прокачки метана. При этом из расчета баланса исключается фоновая концентрация пропан-бутановой фракции, связанная с

содержанием данных компонентов в исходной ГКС и оцениваемая по составу продукции до начала закачки оторочек пропан-бутановой фракции в модели пласта.

### Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ

Стендовое моделирование технологий добычи ЖУВ на поздних этапах разработки ВНГКМ проводилось по представленной выше программе на ядерной модели пласта (МП), подготовленной на основе моделирования начального, включая пластовую нефть, и затем текущего (путем истощения пластовой энергии до давления максимальной конденсации 5 МПа) состояний пластовой системы ВНГКМ [2]. Характеристики образцов пород, из которых составлена МП, представлены в работе [2] и дополнительно проиллюстрированы на рис. 1 в виде электронно-микроскопических изображений в режиме OBSE — в упруго-отраженных электронах (при электронном увеличении  $\times 300$ ), и в режиме SE — во вторичных электронах (при электронном увеличении  $\times 1000$ ).

По результатам моделирования текущего состояния пластовой системы, масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в пересчете на модель пласта составила 4,8348 г. Это значение принято за основу для расчетов коэффициента извлечения при стендовом моделировании технологий добычи ЖУВ.

В качестве модельного растворителя рассматривался легко испаряемый в условиях пласта гексан (для экспериментов на МП) и петролейные фракции ( $T_{кип}=70-100$  °С) добываемого на ВНГКМ конденсата (для опытных полигонов). Применительно к ВНГКМ предлагается закачка оторочек сухого (так называемого «тюменского») газа. В исследованиях на модели пласта для этого использовался чистый метан.

Основной задачей экспериментальных исследований являлось определение возможности извлечения гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ (пластовая нефть + ретроградный конденсат) из газонасыщенного пласта (из МП) с применением растворителей и сухого газа. А также определение обратимости (коэффициента извлечения) гексана, закачанного в пласт (в МП) в качестве растворителя, и возвращения его в процесс добычи.

При планировании и реализации циклической прокачки учитывался объем находящийся в МП жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата), равный 6,668 см<sup>3</sup>, что составляет 15,4% порового объема. Осуществлялась попеременная закачка в модель пласта оторочек гексана и метана. Объем оторочек рассчитывался как 20% от суммарного объема ЖУВ в модели пласта. После каждого цикла (закачка оторочки растворителя и оторочки газа) следовала суточная выдержка для установления фазового равновесия и более полной реализации процессов, происходящих под воздействием каждого из закачиваемых агентов.

Поочередная закачка агентов осуществлялась с помощью измерительных насосов при постоянном давлении на входе в МП из поршневых рекомбинаторов, в которых метан и гексан находились при пластовых условиях. После закачки каждой оторочки

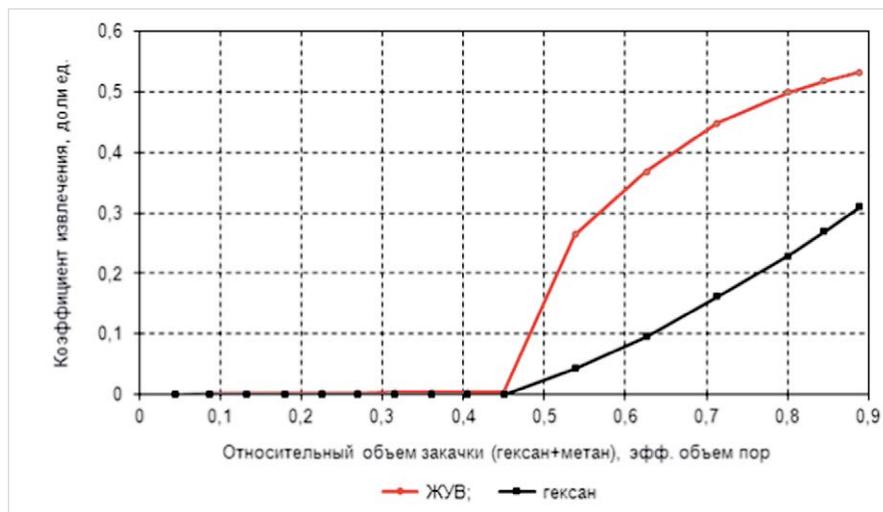


Рис. 2 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе циклической закачки растворителя и газа

Fig. 2 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during cyclic injection of solvent and methane

растворителя или метана на выходе из МП отбирались пробы жидкой и газовой фаз для дальнейшего определения их компонентного состава методами газовой и жидкостной хроматографии.

Всего на первом этапе закачано пять 20%-ных оторочек гексана и такое же количество оторочек метана. Суммарный объем закачанного растворителя соответствовал начальному объему ЖУВ в модели.

Исходя из наблюдаемой динамики выхода ЖУВ, на втором этапе произведены три поочередные закачки соответственно 40, 40 и 20%-ных оторочек гексана и метана с суточными выдержками. Всего за 1 и 2 этапы закачано восемь оторочек растворителя и столько же газа. Объем закачанного гексана вырос до двух начальных объемов ЖУВ.

После завершения циклических прокачек оторочек растворителя и метана приступили к прокачке метана для оценки эффективности доизвлечения ЖУВ и растворителя, оставшихся в модели пласта. Производилась закачка метана оторочками с суточной выдержкой между ними. Цель выдержек — более полное соответствие условиям фазового равновесия при медленных процессах вытеснения в пласте по сравнению с непрерывным вытеснением при стендовом моделировании. Осуществлялось поэтапное увеличение объема оторочек газа с 20 до 40%, продолжительность выдержки изменялась от 1 до 3 сут.

На финальном этапе осуществлялась непрерывная закачка метана (с ночными выдержками) для полного извлечения гексана и максимального доизвлечения ЖУВ.

### Результаты физического моделирования технологий добычи ЖУВ

В процессе экспериментальных исследований осуществлялся анализ количественной и качественной характеристик извлекаемой продукции, хроматографическим методом определялся компонентный состав жидкой и газовой фаз (после сепаратора). По результатам этих исследований выполнялись расчеты содержания компонентов; определялись коэффициенты текущего и конечного извлечения ЖУВ.

Расчет проводился по следующей схеме.

Коэффициент текущего извлечения ЖУВ определялся как отношение текущей накопленной массы добытых ЖУВ к их массе в МП до начала прокачек:

$$\beta_{\text{мек}} = \frac{g}{G_{\text{зан}}} \quad (5.1)$$

Общее количество извлеченных ЖУВ определялось по формуле

$$G = g_{\text{жс}} + g_{\text{г}}, \quad (5.2)$$

где  $g_{\text{жс}}$  — суммарная масса ЖУВ, выделившихся в сепараторе, г;  $g_{\text{г}}$  — суммарная масса ЖУВ, вышедших в газовой фазе, г.

Аналогично рассчитывались коэффициенты извлечения гексана и пропан-бутановой фракции.

С первого по восьмой циклы проводили циклическую закачку гексана и метана. Объем оторочки каждого агента при выполнении первых пяти циклов составлял 20% (1,334 см<sup>3</sup>) от объема ЖУВ в модели пласта (6,67 см<sup>3</sup>). Всего было закачано 6,88 см<sup>3</sup> гексана и 6,82 см<sup>3</sup> метана при пластовых условиях. Затем увеличили объем закачиваемых оторочек до 40% (2,668 см<sup>3</sup>) и закачали по 6,67 см<sup>3</sup> растворителя и метана. Получено на выходе 2,577 г ЖУВ, 2,646 г гексана и 979,2 см<sup>3</sup> газовой фазы. Из этого количества 1,748 г ЖУВ были получены при закачках оторочек растворителя и 0,829 г при закачках оторочек газа.

На рис. 2 представлена динамика извлечения ЖУВ и гексана в период циклической закачки растворителя и газа. Четные (по порядку) точки по оси «Х» соответствуют закачке метана, т.е. окончанию полного очередного цикла, нечетные — закачке гексана. Остаточная вода, занимающая 29,74% порового объема модели пласта, является неподвижной. Далее в расчетах используется эффективный поровый объем, т.е. без учета объема, занимаемого водой.

Из рис. 2 видно, что выход ЖУВ и растворителя из МП начинается по завершении 5-го цикла, что соответствует накопленному объему закачки растворителя, равному начальному объему ЖУВ в МП (или 0,45 эффективного

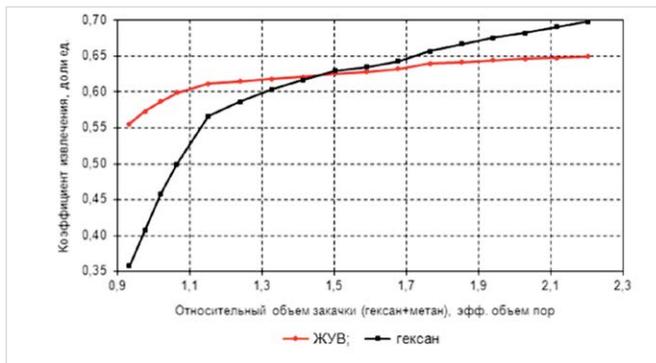


Рис. 3 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе циклической прокачки метана  
Fig. 3 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during cyclic injection of methane

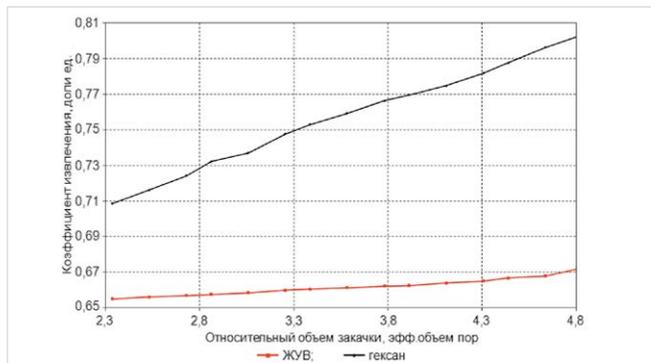


Рис. 4 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе непрерывной закачки метана  
Fig. 4 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during continuous injection of methane

объема пор). Этот факт, а также динамика выхода ЖУВ и растворителя в последующих циклах косвенно указывают на высокую степень смесимости растворителя и ЖУВ в пределах МП. Чем ниже начальная насыщенность ЖУВ в газонасыщенном пласте (модели пласта) по отношению к порогу начала фильтрации, тем более длительным будет процесс смешения нагнетаемого растворителя с пластовыми ЖУВ и увеличения степени заполнения фильтрующих динамических объемов образующейся смесью до начала ее выхода из пласта (модели пласта).

Следует отметить, что при дальнейшем увеличении количества циклических прокачек гексана и метана коэффициент извлечения ЖУВ и растворителя был бы существенно выше и в пределе для ЖУВ мог бы достичь 100%, а для гексана примерно 50% [4].

После завершения циклических прокачек растворителя, сухого газа и суточной выдержки, эксперимент продолжен циклической закачкой четырех 20%-ных и тринадцати 40%-ных оторочек метана с промежуточными выдержками. С 9-й по 25-й циклы было закачено 40,02 см<sup>3</sup> газа. Время выдержки изменялось от 1 до 3 сут. На выходе получили 0,565 г ЖУВ и 3,311 г гексана. Динамика

углеводородоотдачи за этот период представлена на рис. 3 (точки на этом и последующих графиках соответствуют окончанию циклов). Коэффициент извлечения гексана увеличился вдвое и достиг величины 0,7. Прирост коэффициента извлечения ЖУВ составил 0,117. Метана было закачено в количестве 1,315 эффективного объема пор.

В следующей стадии эксперимента перешли к дневной непрерывной закачке сухого газа с ночными выдержками. На этом режиме закачали 80 см<sup>3</sup> метана, что соответствует прокачке 2,63 эффективных объемов пор. Прирост коэффициента извлечения ЖУВ составил 0,023 (0,11 г). Коэффициент извлечения гексана увеличился на 0,105 (0,899 г) и достиг 0,803. На рис. 4 показано изменение коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в зависимости от закачанного объема газа.

После завершения этапа непрерывной дневной закачки метана с ночными выдержками снова приступили к циклической закачке 40%-ных оторочек газа. Было сделано шесть циклов (объем закачанного метана 16,008 см<sup>3</sup>) с суточными выдержками между ними. Из рис. 5 видно, что приросты коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана при закачке метана в количестве 0,526

эффективного объема пор составили 0,0016 (0,008 г) и 0,0085 (0,072 г) соответственно. Конечный коэффициент извлечения ЖУВ составил 0,674, гексана — 0,812.

Для оценки возможности более эффективного обратного извлечения закачанного растворителя и дополнительного извлечения ЖУВ было принято решение продолжить эксперимент в режиме закачки оторочек пропан-бутановой фракции в смеси с метаном. В качестве таковой использована проба широкой фракции легких углеводородов, отобранная на Сосногорском ГПЗ в контейнер при давлении 1 МПа. Состав фракции приведен в таб. 1. После перевода пропан-бутановой фракции из контейнера в предварительно откакумированный рекомбинатор, в последнем создавалось давление 5,0 МПа, соответствующее пластовым (текущим) условиям в МП. Как и при циклической закачке гексана и метана, для закачки оторочек использовались два насоса с подключенными к ним рекомбинаторами, в одном из которых находился метан, а в другом фракция C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> при пластовых условиях.

Суммарный объем одной оторочки составлял 40% (2,668 см<sup>3</sup>) от начальных запасов ЖУВ (6,67 см<sup>3</sup>) при пластовых условиях. Доля пропан-бутана в оторочке — 15% от ее

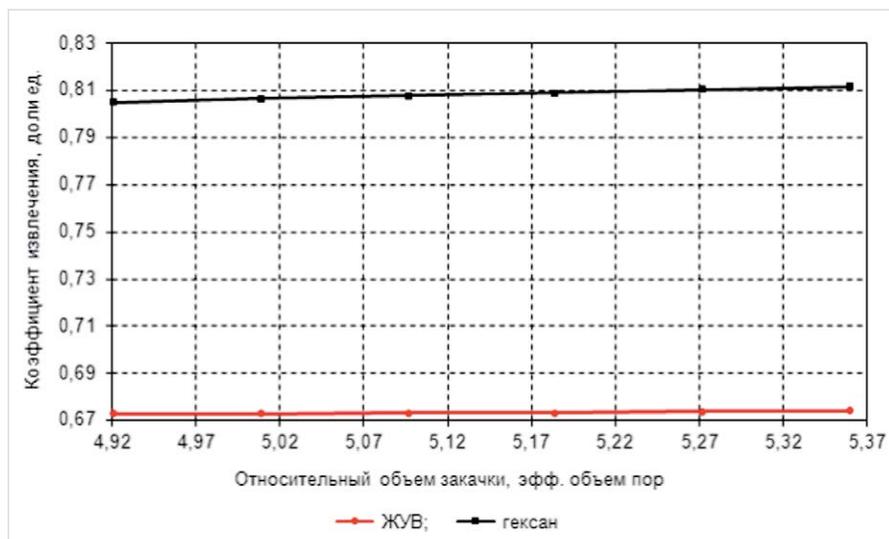


Рис. 5 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе повторной циклической закачки метана  
Fig. 5 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during secondary cyclic injection of methane

Компонент	Содержание, %	
	мольное	массовое
Метан	0,073	0,024
Этан	0,635	0,389
Пропан	63,692	57,263
Изобутан	10,126	12,000
Н-бутан	24,994	29,618
Неопентан	0,128	0,188
Изопентан	0,300	0,442
Н-пентан	0,052	0,077

Таб. 1 — Компонентный состав пропан-бутановой фракции  
Tab.1 — Component composition of the propane-butane fraction

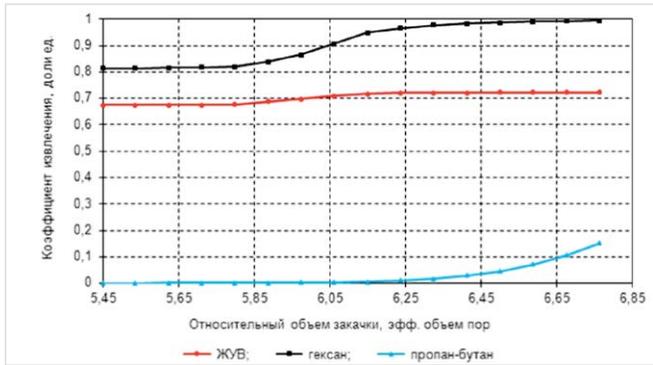


Рис. 6 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ, гексана и пропан-бутана в процессе циклической закачки смеси C1 и C3-C4  
 Fig. 6 — Dynamics of LHC, hexane and propane-butane recovery factors during cyclic injection of the C1 and C3-C4 mixture

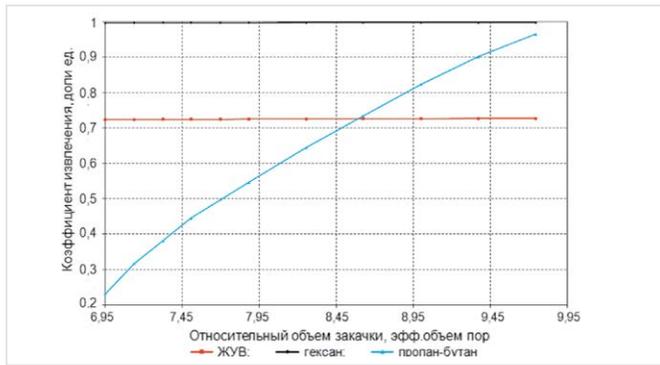


Рис. 7 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ, гексана и пропан-бутана в процессе непрерывной закачки метана  
 Fig. 7 — Dynamics of LHC, hexane and propane-butane recovery factors during continuous injection of methane

объема, метана — 85 %. Осуществлялась одновременная подача на вход модели пласта 0,4 см<sup>3</sup> пропан-бутана и 2,268 см<sup>3</sup> метана. Затем следовала суточная выдержка.

На рис. 6 проиллюстрирована динамика извлечения углеводородов на этом этапе экспериментальных исследований. Эффект от закачки комбинированных оторочек проявился после пятого (36-го от начала эксперимента) цикла. Коэффициенты извлечения гексана и ЖУВ начали расти и достигли к 11-му (42-му) циклу 0,978 и 0,721 соответственно, после чего темп прироста замедлился. Конечный коэффициент извлечения ЖУВ после 16-го (47-го) цикла составил 0,723, гексана — 0,994. Всего было закачено 16 совместных оторочек (16 циклов), что составляет 1,4 эффективного объема пор: 6,4 см<sup>3</sup> пропан-бутановой смеси и 36,285 см<sup>3</sup> метана.

Для оценки обратного извлечения пропан-бутановой фракции из расчета баланса исключалась ее фоновая концентрация, связанная с содержанием данных компонентов в исходной ГКС и оцениваемая по составу продукции до начала закачки оторочек пропан-бутановой фракции в модель пласта. Суммарная масса «избыточных» C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> в вышедших газовой и жидкой фазах составила 0,465 г, что соответствует 15,4% от закачанных (3,0201 г).

Возможность повышения обратного извлечения C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> определялась путем дальнейшей непрерывной закачки метана с остановками в ночное время. Как видно из рис. 7, наблюдался постоянный выход пропан-бутана в процессе прокачки газа. Всего было закачено 90,6 см<sup>3</sup> метана, что соответствует 2,98 эффективного порового объема МП. Прирост коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана составил около 0,5% от начальных запасов. Из рис. 7 видно, что при продолжении закачки газа коэффициент извлечения C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> стал бы близок к единице при продолжении прокачки еще трех эффективных поровых объемов метана.

В таб. 2–3 приведены результаты эксперимента по вытеснению ЖУВ из МП. Сводная динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана представлена на рис. 8. На нем также приведены сведения о периодах изменения рабочих режимов. Длительность экспериментальных исследований по извлечению ЖУВ составила 80 сут.

Из рис. 8 и анализа динамики выхода

ЖУВ в жидкой и газовой фазах (см. таб. 3) следует, что эффект от циклических закачек гексана и метана проявляется при закачке 0,2-0,5 эффективного объема пор. Сначала наблюдается прирост содержания ЖУВ в газовой, а затем — в жидкой фазе. Далее масса ЖУВ в жидкой фазе монотонно снижается. Последующие циклические и непрерывные закачки метана способствовали увеличению коэффициента извлечения ЖУВ до 0,674 (см. рис. 8).

Динамика выхода гексана аналогична выходу ЖУВ. После вытеснения из модели пласта окончательных порций подвижной части смеси ЖУВ и гексана начался вынос в газоконденсатной (паровой) фазе легкоиспаряемого в сухой газ растворителя. Гексан, как более испаряемый по сравнению с ЖУВ, в большем количестве присутствует в газовой фазе выходящей продукции. Значение коэффициента извлечения гексана на момент окончания закачки метана (5,36 эффективного объема пор) составило 0,811 (см. рис. 8).

Необходимо отметить, что при более низкой степени заполнения пластовыми ЖУВ

эффективных поровых объемов, значительно меньших порога фильтрации, потребуется большее количество легко испаряемого в условиях пласта растворителя и большее время для полного замещения ЖУВ растворителем. Будет достигнута меньшая степень извлечения из пласта растворителя за период циклической прокачки оторочек растворителя и газа, и потребуется большее время для удаления из пласта растворителя в газоконденсатной фазе в период прокачки сухого газа.

Дальнейшая закачка оторочек пропан-бутановой фракции и метана привела к увеличению доли ЖУВ и гексана в газовой и жидкой фазах (см. рис. 8). Тенденция к увеличению массы ЖУВ в газовой фазе сохранялась до закачки 8,25 эффективного объема пор. Выход гексана достиг максимальных значений после закачки 6,15 эффективного объема пор и затем начал снижаться. Темп снижения содержания гексана и ЖУВ в жидкой фазе значительно выше, чем в газовой. При закачке 6,7 эффективных объемов пор наблюдалось отсутствие ЖУВ и гексана в жидкой фазе, выходящей из модели пласта

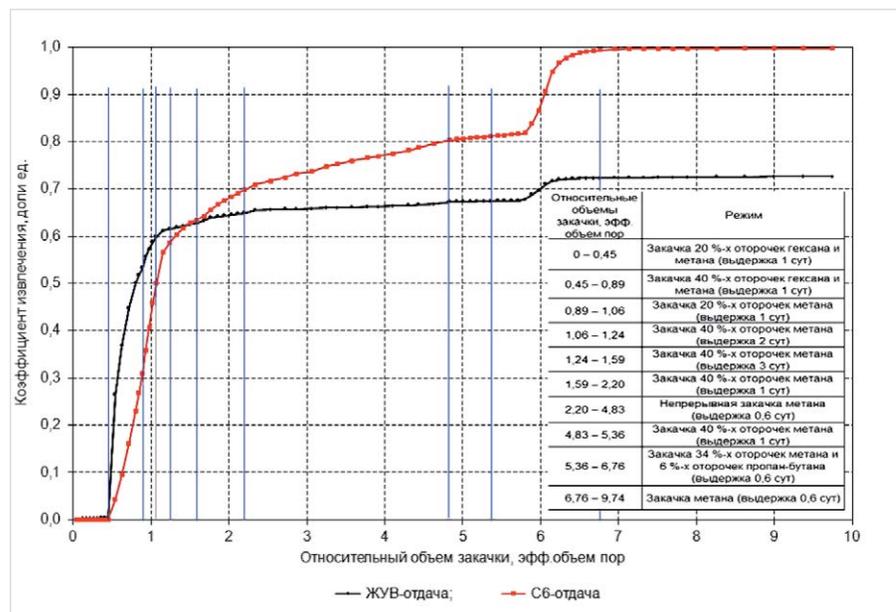


Рис. 8 — Динамика коэффициентов извлечения ЖУВ и гексана в процессе закачки рабочих агентов при физическом моделировании технологии добычи ЖУВ  
 Fig. 8 — Dynamics of LHC and hexane recovery factors during physical modelling of LHC recovery technique

Название этапа исследований	Количество закачанного объема, эфф. объем пор	Суммарное количество закачанного объема, эфф. объем пор	Коэффициент извлечения ЖУВ, доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения ЖУВ, доли ед.	Коэффициент извлечения $C_6$ , доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения $C_6$ , доли ед.	Коэффициент извлечения $C_3C_4$ , доли ед.	Суммарный коэффициент извлечения $C_3C_4$ , доли ед.
Циклическая закачка гексана и метана (циклы 1–8)	0,89	0,89	0,533	0,533	0,310	0,310	-	-
Циклическая закачка метана (циклы 9–25)	1,31	2,20	0,117	0,65	0,388	0,699	-	-
Дневная непрерывная закачка метана	2,63	4,83	0,023	0,673	0,105	0,803	-	-
Циклическая закачка метана (циклы 26–31)	0,53	5,36	0,001	0,674	0,008	0,811	-	-
Циклическая закачка пропан-бутана и метана (циклы 32–47)	1,40	6,76	0,048	0,722	0,183	0,994	0,154	0,154
Дневная непрерывная закачка метана	2,98	9,74	0,005	0,727	0,004	0,998	0,811	0,965

Таб. 2 — Основные результаты процесса физического моделирования технологии добычи ЖУВ  
 Tab. 2 — Main results of the physical modelling of the LHC recovery technique

продукции. Закачка оторочек пропан-бутана и метана способствовала увеличению коэффициента извлечения ЖУВ и гексана до 0,727 и 0,998 соответственно.

Таким образом, полученные результаты подтверждают, что основной задачей циклической закачки оторочек растворителя и сухого газа является максимально полное замещение ЖУВ легко испаряемым в пластовых условиях растворителем. В свою очередь, максимально полное обратное извлечение растворителя достигается при последующих циклических прокачках сухого газа и пропан-бутановой фракции.

Заключительная прокачка метана в количестве трех эффективных объемов пор позволила практически полностью извлечь пропан-бутан из МП (см. рис. 7).

#### Сравнительный анализ результатов расчетного и стендового моделирования добычи ЖУВ

Анализ результатов стендового моделирования добычи ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных продуктивных отложений на заключительных стадиях разработки, в основном, подтвердил результаты оценочного расчетного моделирования [4].

Анализируя динамику коэффициента извлечения ЖУВ из МП в процессе циклической прокачки оторочек растворителя и сухого газа, необходимо отметить высокую скорость извлечения ЖУВ после появления первых порций ЖУВ на выходе из модели. Также следует подчеркнуть, что из-за недостатка времени циклическая закачка оторочек растворителя и сухого газа была прервана на этапе прокачки 0,89 эффективного объема пор, при достижении коэффициента извлечения ЖУВ 0,533. Затем осуществлялась циклическая закачка оторочек сухого газа (метана) с выдержками в диапазоне прокачки 0,89-1,06 эффективного объема пор и далее. Из рис. 8 видно, что продолжение циклической закачки растворителя и сухого газа хотя бы до 1,06 от эффективного объема могло обеспечить коэффициент извлечения ЖУВ до 0,8, а

последующая циклическая прокачка сухого газа – до 0,9. Использование за этим технологическим этапом закачки не сухого газа, а смесевых оторочек сухого газа и пропан-бутана, позволило бы поднять коэффициент извлечения ЖУВ до 0,93–0,95. Продление же этапа циклической закачки легко испаряемого растворителя и сухого газа до практически 100%-ного коэффициента извлечения ЖУВ из модели помогло бы исключить использование закачек пропан-бутановых оторочек, хотя при этом увеличилось бы время извлечения из пласта растворителя.

Очевидно, что столь оптимистичные результаты стендового моделирования характеризуют лишь потенциальные величины коэффициентов извлечения компонентов при идеальном охвате вытеснением и не достижимы в условиях реальной разработки месторождения. Для обоснования применения как рассматриваемой, так и любых других технологий дополнительно осуществляется детальное гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка. А также обязательно проведение опытных работ для определения эффективности в промысловых условиях и выявления рисков.

#### Итоги

В настоящей статье представлены результаты научно-исследовательских работ по экспериментальному изучению на керновых моделях пласта способов технологического воздействия с целью извлечения гидродинамически неподвижных пластовых ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газонасыщенных продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ. Для достижения указанной цели в ходе исследований решены следующие основные задачи:

- собрана экспериментальная установка для стендового моделирования процесса извлечения ЖУВ на керновых моделях в пластовых условиях с хроматографическим анализом выходящей продукции (жидкой и газовой фаз);
- разработана программа стендового моделирования технологий добычи ЖУВ из

газонасыщенных продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ;

— в керновой модели пласта воспроизведены компонентный состав, термобарическое и фазовое состояние пластовой нефтегазоконденсатной системы, включая остаточную воду и ЖУВ (нефть и ретроградный конденсат), адекватные основной залежи Вуктыльского НГКМ на текущий момент разработки;

— проведено стендовое моделирование технологии извлечения гидродинамически неподвижных ЖУВ с помощью циклической прокачки легко испаряемого в условиях пласта углеводородного растворителя и сухого газа, с завершающей прокачкой сухого газа и его смеси с пропан-бутановой фракцией с целью максимально обратного извлечения растворителя и его возвращения в процесс добычи ЖУВ;

— для определения эффективности технологии проведена количественная оценка динамики коэффициента извлечения ЖУВ и коэффициента извлечения (обратимости) нагнетаемого в пласт (модель пласта) углеводородного растворителя.

#### Выводы

Впервые на основе физического моделирования экспериментально исследованы на керновых моделях пласта технологии добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из газовой части карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на завершающей стадии их разработки.

Полученные экспериментальные результаты позволяют рекомендовать данную технологию для дальнейшей технико-экономической оценки и проведения опытных работ в качестве метода извлечения ЖУВ и увеличения компонентоотдачи применительно к объектам Вуктыльского НГКМ на текущей стадии эксплуатации месторождения.

Потенциал рентабельного применения данной технологии добычи ЖУВ на поздних стадиях разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений связан с: — хорошей обустроенностью и развитостью

1. Циклическая закачка гексана и метана (циклы 1–8)

Закачка гексана				Закачка метана				Всего					
Объем закачанного гексана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>			
13,548	1,748	1,279	476,04	13,489	0,829	1,367	503,16	2,577	2,646	979,2			
2. Циклическая закачка метана (циклы 9–25)				3. Дневная непрерывная закачка метана				Всего					
Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>			
40,020	0,565	3,311	1740,67	80,0	0,11	0,899	3885,39	3,252	6,856	6605,25			
4. Циклическая закачка метана (циклы 26–31)				5. Циклическая закачка пропан-бутана и метана (циклы 32–47)				Всего					
Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Объем закачанного пропан-бутана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>
16,008	0,008	0,072	770,16	36,285	6,403	0,234	1,558	0,465	2055,84	3,494	8,487	0,465	9431,25
6. Дневная непрерывная закачка метана								Всего					
Объем закачанного метана (пл. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>	Выход ЖУВ, г	Выход гексана, г	Выход пропан-бутана, г	Выход газовой фазы (ст. усл.), см <sup>3</sup>					
90,674	0,019	0,030	2,448	3,513	8,517	2,913	13988,58						

Таб. 3 — Основные результаты процесса физического моделирования технологии добычи ЖУВ  
 Tab. 3 — Main results of the physical modelling of the LHC recovery technique

инфраструктуры на месторождениях к этому периоду;  
 — низкими пластовыми давлениями, обеспечивающими близкое к максимальному накопление объемов ретроградного конденсата в составе пластовых ЖУВ, а, следовательно, и приближение насыщенности ЖУВ к порогу начала фильтрации в продуктивных газонасыщенных коллекторах.  
 Для снижения затрат на применение технологии необходимо обеспечить эффективное извлечение растворителя из добываемого сырья и возвращение его в процесс добычи ЖУВ.

Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности

природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6 (Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н.) и «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований» ААА-А-А19-119022090096-5 (Индрупский И.М.).

**Литература**

- Гафаров Н.А., Карнаухов С.М., Резуненко В.И. и др. Матричная нефть Оренбургского НГКМ — перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. 2012. №9. С. 56–60.
- 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. С. 23–28.

- Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта: СЕВЕРНИПИ-ГАЗ. 2007. 400 с.
- 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. №1. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2

## 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

### Authors

**Natalia A. Skibitskaya** — Ph.D., head of lab<sup>1</sup>; [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

**Vladimir N. Danilov** — Ph.D., head of department<sup>2</sup>; [v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:v.danilov@sng.vniigaz.gazprom.ru)

**Aleksandr A. Latyshev** — Ph.D., deputy head of department<sup>2</sup>; [a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a.latyshev@sng.vniigaz.gazprom.ru)

**Ilya M. Indrupskiy** — Sc.D., head of lab<sup>1</sup>; [i-ind@ipng.ru](mailto:i-ind@ipng.ru)

**Andrey A. Popov** — Leading Engineer<sup>2</sup>; [a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru)

**Vladimir A. Kuzmin** — Ph.D., leading researcher<sup>1</sup>; [kuzminva@mail.ru](mailto:kuzminva@mail.ru)

**Mikhail N. Bolshakov** — Ph.D., senior researcher<sup>2</sup>; [rgu2006@mail.ru](mailto:rgu2006@mail.ru)

<sup>1</sup>OGRI RAS, Moscow, Russia

<sup>2</sup>Ukhta branch of the LLC "Gazprom VNIIGAZ", Ukhta, Russia

### Abstract

This paper presents the results of experimental modelling of a recovery technique for hydrodynamically immobile liquid hydrocarbons (LHC — oil and retrograde condensate) from productive formations of gas-condensate and oil-gas-condensate fields (GCFs and OGCFs) — on the example of the main deposit of Vuktyl OGCF. The technique is based on cyclic injection of hydrocarbon solvent and dry gas, with further recovery of remaining LHC and solvent by dry gas or dry gas with slugs of propane-butane fraction. Experiments on core models showed high potential technological efficiency — recovery factors (displacement efficiency) up to 0.72 for LHC and 0.99 for the solvent. In combination with developed infrastructure and low current reservoir pressures, these results indicate possible achievement of profitability of LHC recovery with this technique at Vuktyl OGCF and other GCFs and OGCFs at late development stages, as well as usefulness of further modelling and pilot field studies.

### Materials and methods

Experimental modelling, chromatography, reservoir core model, recombined model of reservoir HC fluids (reservoir oil, gas-condensate system), hydrocarbon solvent, methane, propane-butane fraction.

### Keywords

gas-condensate and oil-gas-condensate fields, liquid hydrocarbons, oil, retrograde condensate, laboratory studies, experimental

modelling, cyclic injection, hydrocarbon solvent, hydrocarbon recovery

### Results

This paper presents the results of the experimental studies on core reservoir models on the techniques for recovery of hydrodynamically immobile LHCs (reservoir oil and retrograde condensate) from gas-saturated productive deposits of the Vuktyl OGCF. To achieve this goal, the following main tasks were solved during the research: — an experimental setup was assembled for physical modeling of the process of LHCs recovery on core models under reservoir conditions with chromatographic analysis of the output production (liquid and gas phases); — an experimental modeling program for LHC-production techniques from gas-saturated productive deposits of the Vuktyl OGCF; — in the core model of the reservoir, the component composition, thermobaric and phase state of the reservoir oil-gas-condensate system were reproduced, including the connate water and LHCs (oil and retrograde condensate), adequate to the main reservoir of the Vuktyl OGCF at current development stage — experimental modeling of recovery of hydrodynamically immobile LHCs was carried out by cyclic injection of hydrocarbon solvent, easily evaporated under reservoir conditions, and dry gas with the final injection of dry gas and its mixture with the propane-butane fraction to maximize solvent recovery and return it to the LHC-recovery process; — to determine the efficiency of the technology, a quantitative assessment has

been made for the dynamics of recovery factors for LHCs and hydrocarbon solvent injected into the reservoir (reservoir model).

### Conclusions

For the first time, based on physical modeling, the recovery technique for hydrodynamically immobile LHCs (reservoir oil and retrograde condensate) from the gas part of carbonate deposits of oil-gas-condensate fields at the final stage of their development was experimentally investigated on core reservoir models.

The obtained experimental results allow to recommend this technique for further technical and economic assessment and conducting pilot field studies as a method for LHC recovery and increasing component recovery factors in relation to deposits of the Vuktyl OGCF at the current stage of its exploitation.

The potential for cost-effective implementation of this LHC-recovery technology at the late stages of OCCFs development is associated with:

- well-equipped and developed infrastructure of the fields at this period;
- low reservoir pressures, providing close to maximum accumulated volumes of retrograde condensate in the reservoir LHCs, and therefore LHC saturation approaching the flow threshold in productive gas-saturated reservoirs.

To reduce the cost of the technology implementation, it is necessary to ensure effective recovery of the solvent from the produced raw fluid and its return to the process of LHC recovery.

### References

1. Gafarov N.A., Karnaukhov S.M., Rezenenko V.I. and others. *Matrichnaya neft' Orenburgskogo NGKM — perspektivy razvitiya Orenburgskogo GKHK* [Matrix oil of Orenburg OGCF — the prospects of Orenburg Gas Chemical Facility] *Gas Industry*, 2012, issue 9, pp. 56–60.
2. Skibitskaya N.A., Volkov A.N., Latyshev A.A. and others. *Stendovoe modelirovanie zhiznennogo tsikla plastovoy uglevodorodnoy sistemy pri istoshchenii neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (na primere Vuktyl'skogo NGKM)* [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, issue 3, pp. 23–28.
3. Dolgushin N.V. *Metodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhanie kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti* [Methodology of gas condensate characteristics study of oil-gas-condensate fields with high condensate content and large gas column]. *Ukhta: SEVERNIPIGAZ*, 2007, 400 p.
4. Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. *Raschetnoe modelirovanie tekhnologii dobychi trudnoizvlekaemykh zhidkikh uglevodorodov v ob"emnykh kontsentratsiyakh nizhe poroga fil'tratsii iz gazokondensatnykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Designed modeling of technologies for extraction of difficultable 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, issue 1. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art2