

# Стендовое моделирование жизненного цикла пластовой углеводородной системы при истощении нефтегазоконденсатного месторождения (на примере Вуктыльского НГКМ)

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10027

## Н.А. Скибичка

к.г.-м.н., зав. лабораторией<sup>1</sup>  
skibitchka@mail.ru

## А.Н. Волков

к.т.н., начальник отдела<sup>2</sup>  
a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru

## А.А. Латышев

к.т.н., заместитель начальника отдела<sup>2</sup>  
a.latyшев@sng.vniigaz.gazprom.ru

## И.М. Индрупский

д.т.н., зав. лабораторией<sup>1</sup>  
i-ind@ipng.ru

## А.А. Попов

ведущий инженер<sup>2</sup>  
a.popov@sng.vniigaz.gazprom.ru

## В.А. Кузьмин

к.г.-м.н., в.н.с.<sup>1</sup>  
kuzminva@mail.ru

## М.Н. Большаков

к.г.-м.н., с.н.с.<sup>1</sup>  
rgu2006@mail.ru

<sup>1</sup>ИПНГ РАН, г. Москва<sup>2</sup>Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

**В работе обосновывается местонахождение жидких углеводородов (ЖУВ — нефти и ретроградного конденсата) в динамической, фильтрующей части емкостных объемов газонасыщенных продуктивных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ГКМ и НГКМ). Показана целесообразность обоснования и стендового моделирования технологий добычи ЖУВ из газонасыщенных отложений ГКМ и НГКМ на поздних стадиях разработки, связанная с высокими запасами ЖУВ и необходимостью увеличения компонентоотдачи и продления жизни месторождений. Представлен опыт и обоснована методика стендового (экспериментального) моделирования жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы Вуктыльского НГКМ за период его разработки на режиме**

Принято считать, что добыча из газонасыщенных продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений (далее — НГКМ) гидродинамически неподвижных пластовых жидких углеводородов (далее — ЖУВ) технологически невозможна. При этом идет сравнение с коэффициентом извлечения жидких углеводородов (КИН) из продуктивных отложений нефтяных месторождений, отличающихся от нефтегазоконденсатных 100%-ным заполнением нефтью эффективных поровых объемов.

Если в нефтенасыщенном коллекторе центральная (структурно-защемленная для фильтрации) часть эффективных поровых объемов заполнена динамически неподвижной нефтью, то в газонасыщенном коллекторе она заполнена структурно-защемленным пластовым газом (см. рис. 1). При более высокой насыщенности газом начинает заполняться и динамическая (непрерывно связанная через каналы, фильтрующая) часть эффективного объема пор и центральная часть соединяющих поры каналов (см. рис. 1) [1].

Динамическая часть объема газа фильтруется в пласте при его разработке. Структурно-защемленная в порах часть газа в процессе разработки постепенно разгружается в динамическую часть поровых объемов (через его расширение при создании депрессии на пласт) и только тогда начинает участвовать в фильтрации.

При высоком содержании ЖУВ и

полном заполнении ими динамических объемов газ в центральной части поровых объемов оказывается структурно-защемленным, изолированным.

При значениях газонасыщенности, превышающих структурно-защемленную, и высоких начальных пластовых давлениях энергии свободного газа может быть достаточно для разрыва сплошности жидкой углеводородной фазы в каналах фильтрации, что и обеспечивает однофазное течение газа даже при высокой насыщенности газонасыщенных пород жидкими углеводородами. При снижении пластового давления в процессе разработки энергии оставшегося газа становится недостаточно для разрыва сплошности жидкой фазы, и начинается процесс двухфазной (газ — ЖУВ), или, при наличии свободной пластовой воды, трехфазной (газ — ЖУВ — вода) фильтрации пластовых флюидов.

Такая закономерность фильтрации пластовых флюидов в газонасыщенном пласте в процессе разработки, а также увеличение насыщенности емкостных объемов жидкими углеводородами за счет выпадения ретроградного конденсата в процессе снижения пластового давления, позволяют считать, что наиболее благоприятным периодом добычи ЖУВ (нефти и ретроградного конденсата) является заключительная (поздняя) стадия разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

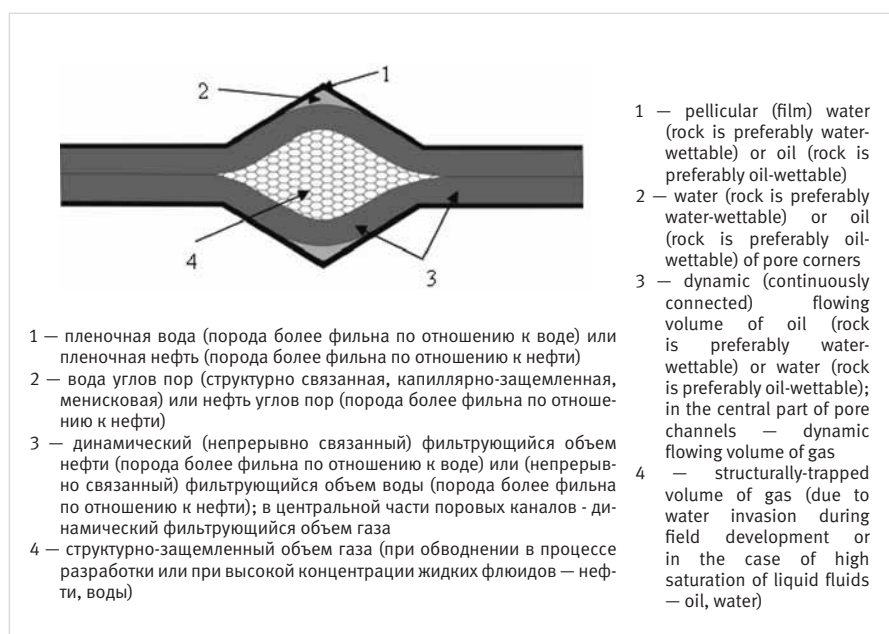


Рис. 1 — Структурная характеристика пластовых флюидов в емкостных объемах газонасыщенной части газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений  
Fig. 1 — Structural characteristics of reservoir fluids in the pore volume of gas-saturated part of GCF or OGCF

истощения. На керновой модели пласта выполнено моделирование флюидонасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы Вуктыльского НГКМ, включая ЖУВ (пластовую нефть), а также моделирование истощения до достижения текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы. Определена суммарная масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в модели пласта, которая может быть принята за основу для расчетов коэффициента извлечения ЖУВ при проведении дальнейшего стендового моделирования технологий добычи ЖУВ на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

#### Материалы и методы

Стендовое моделирование, pVT исследования, хроматографический анализ, керновая модель пласта, рекомбинированная модель пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система).

#### Ключевые слова

газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, жидкие углеводороды, нефть, ретроградный конденсат, лабораторные исследования, стендовое моделирование, истощение, извлечение углеводородов

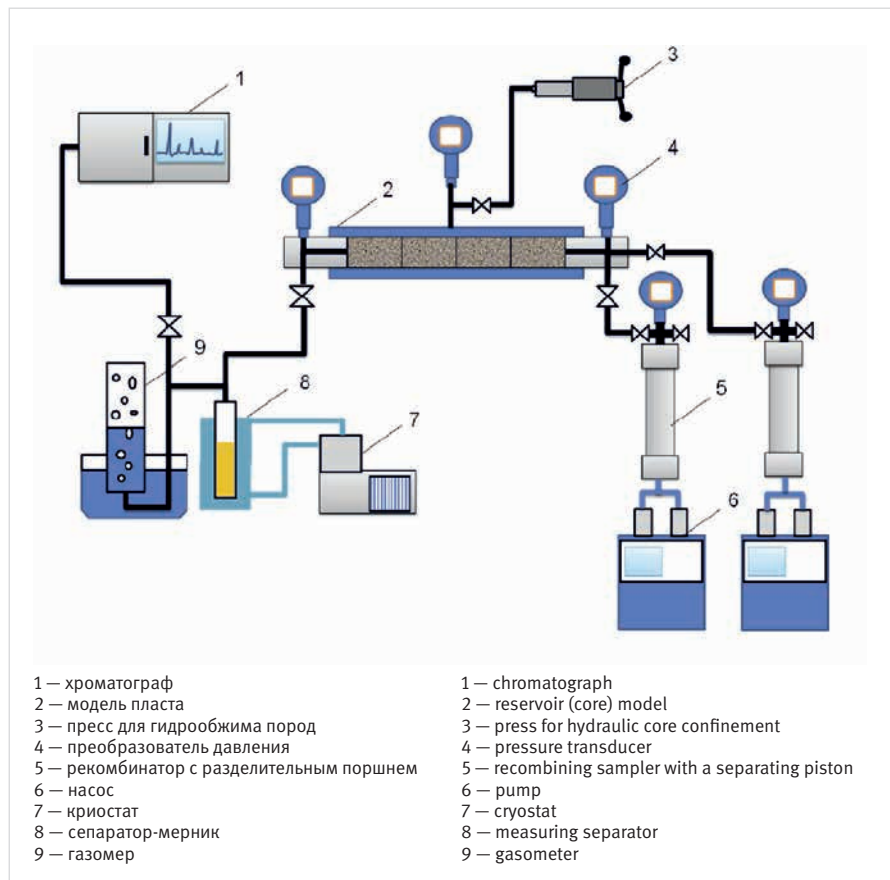


Рис. 2 — Схема экспериментальной установки  
Fig. 2 — Layout of the experimental setup

Наличие в газовой части истощенных залежей Вуктыльского (более 200 млн тонн, по оценке ИПНГ РАН), Оренбургского (1,406 млрд тонн только в поровых коллекторах) и других НГКМ значительных объемов пластовой нефти и ретроградного конденсата, в значительной своей доле не достигших, тем не менее, порога гидродинамической подвижности, делает актуальной задачу поиска возможностей их направленной добычи [2].

Такие факторы, как максимальное, близкое к предельному, накопление ЖУВ за счет выпадения ретроградного конденсата и существенно сниженные пластовые давления в залежи на завершающих стадиях разработки, требуют перед отработкой технологий добычи пластовых ЖУВ на стендовых моделях предварительного воссоздания полного жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы ГК и НГК месторождений за период их разработки на режиме «истощения».

#### Стендовое моделирование жизненного цикла нефтегазоконденсатной системы Вуктыльского НГКМ за период его разработки на режиме «истощения»

Стендовое моделирование по разработанной программе проводилось на лабораторной экспериментальной установке, включающей в себя: модель пласта; пресс для гидравлического обжима пород; преобразователи давления; газомер; хроматограф для определения компонентного состава газовой и жидкой фаз на выходе модели пласта; измерительный сепаратор-мерник; низкотемпературный криостат для поддержания отрицательной температуры в сепараторе;

поршневые рекомбинаторы с рабочими агентами; насосы для поддержания постоянного давления в рекомбинаторах (рис. 2).

До начала сборки установки и экспериментальных исследований все измерительное и вспомогательное оборудование было проверено и откалибровано. Для анализа состава газовой фазы применялся хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000.1», калибровка которого проводилась с применением аттестованных калибровочных смесей. Состав жидкой фазы исследовался на хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000.1». Анализ проводился в режиме программирования температуры (от 32 до 320°C) с использованием высокотемпературной тонкоплоченной капиллярной WCOT-колонки длиной 30–50 м и пламенно-ионизационного детектора.

Исследования, рассматриваемые в данной статье, проводились на керновой модели пласта (далее — МП), составленной из образцов пород Вуктыльского НГКМ. МП на рис. 3 представлена в виде схемы, созданной на основе электронно-микроскопических катодолюминесцентных изображений (электронное увеличение x100) [3].

Стендовое моделирование жизненного цикла разработки месторождения включает следующие ключевые этапы:

- моделирование флюидонасыщения, имитирующего начальное состояние пластовой системы, включая ЖУВ (пластовую нефть);
- моделирование текущего термобарического состояния и флюидонасыщения пластовой системы.

№№	Структурные параметры порового пространства (прямой метод исследования в электронном микроскопе)	8/19В	8/20В	8/15	8/13	8/20А	8/19А
1	Количество пор и каналов	2090	1900	3299	3299	1914	2427
2	Суммарный периметр пор и каналов, мкм	332761	326170	368335	368335	381789	376114
3	Суммарная площадь пор и каналов, мкм <sup>2</sup>	4144983	4116041	3580490	3580490	5199678	3440836
4	Сред. площадь пор и каналов, мкм <sup>2</sup>	1983,25	2166,34	1085,33	1085,33	2716,66	1417,74
5	Сред. эквив. диаметр пор и каналов, мкм	50,27	52,54	37,19	37,19	58,83	42,5
6	Сред. периметр пор и каналов, мкм	159,22	171,67	111,66	111,66	199,48	154,98
7	Координационное число, $N_{кан}/N_{пор}$	4,49	4,34	4,74	4,74	4,35	4,39
8	Средний диаметр каналов, мкм	6,47	6,32	4,84	4,84	7,25	6,1
9	Средний диаметр пор, мкм	88,27	89,67	69,52	69,52	105,09	72,5
10	Среднее отношение $d_{пор}/d_{кан}$	13,6	14,2	14,4	14,4	14,5	11,9
11	Коэффициент пористости (замеренный), %	19,4	17,62	18,76	17,42	17,8	16,86
12	Коэффициент проницаемости (замеренный), мД	269,18	226,78	195,94	168,95	168,11	122,0

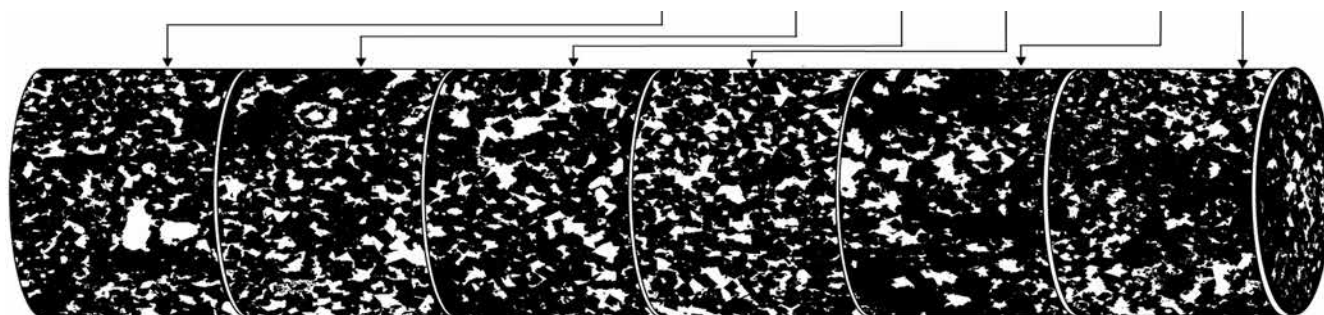


Рис. 3 — МП: схема, созданная на основе электронно-микроскопических катодолуминесцентных изображений, электронное увеличение  $\times 100$  (поры обозначены белым цветом)

Fig. 3 — Reservoir (core) model (RM): schematics prepared on the basis of scanning electron microscope cathodoluminescent images, electron magnification  $\times 100$  (pores are white-colored)

### Моделирование начального состояния пластовой системы Вуктыльского НГКМ, включая пластовую нефть

Для моделирования начального состояния пластовой системы, включая пластовую нефть, осуществляется следующая последовательность операций.

- Подготовленная модель пласта, после измерения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), вакуумируется и насыщается

моделью пластовой воды (минерализация 230 г/л). Осуществляется прокачка модели пластовой воды до прекращения выхода воздуха из модели.

- Остаточная водонасыщенность создается путем прокачки через 100%-но водонасыщенную модель пласта модели дегазированной пластовой нефти до прекращения выхода водной фазы. Насыщенность контролируется по материальному балансу.

Процесс моделирования остаточной водонасыщенности в экспериментальной модели пласта показан на рис. 4.

После прокачки около 5,8 поровых объемов нефти вынос воды прекратился. Значение остаточной водонасыщенности составило 30,91%.

В качестве модели дегазированной нефти использована смесь отгона после 110°C дегазированной нефти Северо-Вуктыльского месторождения с н-пентаном и н-октаном в такой пропорции, чтобы обеспечить соответствие плотности исходной дегазированной нефти (823,4 кг/м<sup>3</sup>). Выбор такой модели нефти обусловлен двумя факторами:

- предполагаемой близостью по составу и свойствам пластовой нефти в основной газоконденсатной залежи Вуктыльского НГКМ к пластовой нефти Северо-Вуктыльского месторождения;
- необходимостью разделения добычи ЖУВ и модельного растворителя — гексана — из модели пласта по данным хроматографического анализа (при планируемой далее экспериментальной оценке технологии добычи ЖУВ).

Принятый подход к подготовке модели пластовой нефти позволил практически полностью исключить содержание в ней гексана при сохранении близости свойств к дегазированной пластовой нефти Вуктыльского НГКМ.

- Остаточная нефтенасыщенность создается путем прокачки через модель пласта метана до прекращения выхода нефти из модели при термобарических условиях, приближенных к средним значениям начального давления (35 МПа) и температуры

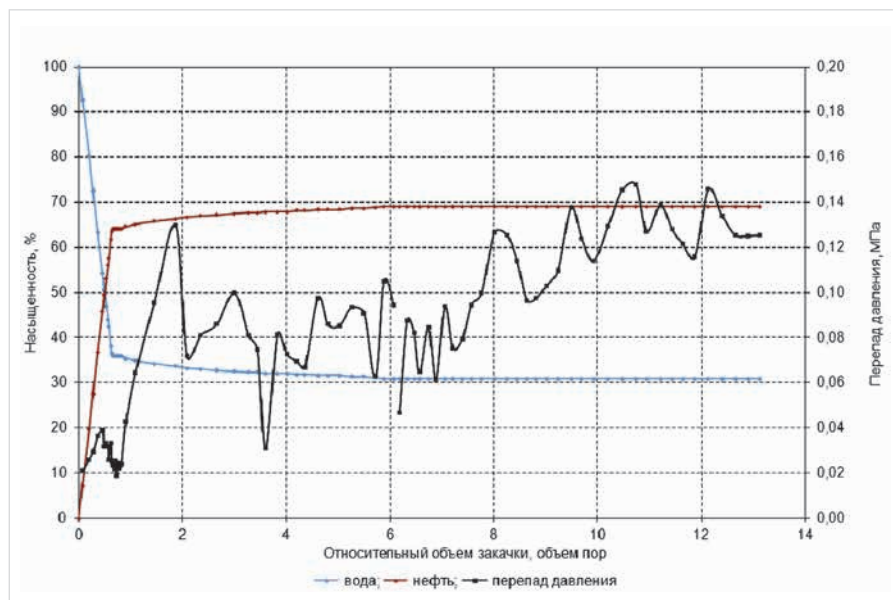


Рис. 4 — Моделирование остаточной водонасыщенности в МП  
Fig. 4 — Modelling connate water saturation in the RM

(63°C) для пластовой системы. Насыщенность контролируется по материальному балансу. Процесс моделирования водо-, нефте- и газонасыщенности закачки метана в высокопроницаемую модель пласта (МП) показан на рис. 5.

- При поддержании давления и температуры осуществляется замещение метана моделью пластовой газоконденсатной смеси (далее — ГКС) из рекомбинатора до стабилизации состава выходящей продукции. Состав контролируется по данным хроматографического анализа проб газа и жидкости.

Модель пластовой газоконденсатной смеси (ГКС) готовилась путем рекомбинирования сепараторных проб газа Югидского НГКМ и чистых углеводородных компонентов (исключая гексан) в соотношениях, близких к данным по составу пластовой ГКС Вуктыльского НГКМ, из условия достижения начального содержания углеводородов (УВ) группы C5+ на уровне 360 г/м<sup>3</sup>, что характерно для средних начальных условий Вуктыльского НГКМ [4].

Для возможности корректной последующей интерпретации данных стендового моделирования предварительно в ячейке pVT проводится опыт по дифференциальной конденсации с той же моделью ГКС и определяется относительный объем жидкой фазы на разных ступенях снижения давления. Опыт проводится в двух версиях: только с моделью ГКС и с моделью ГКС в смеси с моделями нефти и воды в пропорциях, соответствующих начальным насыщенностям фаз в модели пласта.

Так, в групповом углеводородном составе бензиновой фракции (начало кипения (далее — н.к.) — 125°C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС с течением времени отмечалось незначительное увеличение доли алкановых соединений при параллельном снижении нафтеновых и ароматических структур. Изменение группового углеводородного состава бензиновой фракции (н.к. — 125°C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС наглядно отражено на рис. 6.

Изменения фиксируются и в содержании нормальных и изопреноидных алканов (фракция выше 125°C) жидкой фазы продукции МП. На начальном этапе прокачки в составе жидкой фазы, пусть и в небольших концентрациях, обнаруживаются изопреноидные углеводороды. В дальнейшем (после прокачки 2,7 поровых объемов ГКС) они уже не регистрировались в составе исследуемой фракции. Изменение содержания нормальных алканов в жидкой фазе продукции МП в процессе замещения метана ГКС показано на рис. 7. Из рис. 7 видно, что состав нормальных алканов изменяется согласно наблюдаемой тенденции к облегчению жидкой продукции — в начале прокачки длина концентрационного ряда нормальных алканов прослеживается вплоть до C<sub>40</sub>, далее она укорачивается до C<sub>19</sub>.

В целом, по данным газожидкостной хроматографии (ГЖХ), в процессе замещения метана ГКС отмечалось облегчение жидкой фазы продукции, связанное с довытеснением остаточной нефти и увеличением углеводородов газоконденсата в жидкой фазе продукции МП.

В ходе контроля над процессом

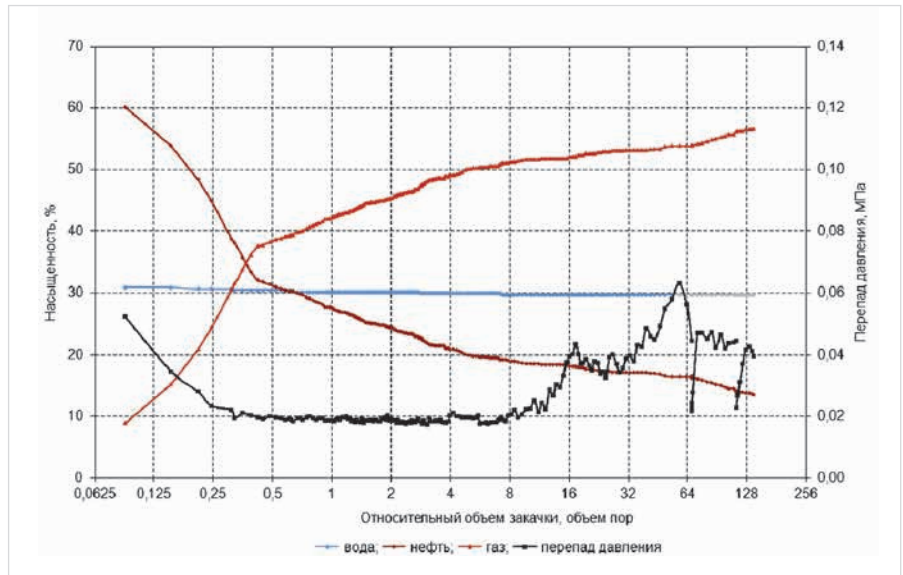


Рис. 5 — Моделирование водо-, нефте- и газонасыщенности путем закачки метана в МП  
Fig. 5 — Modelling water-, oil- and gas saturation by injection of methane in the RM

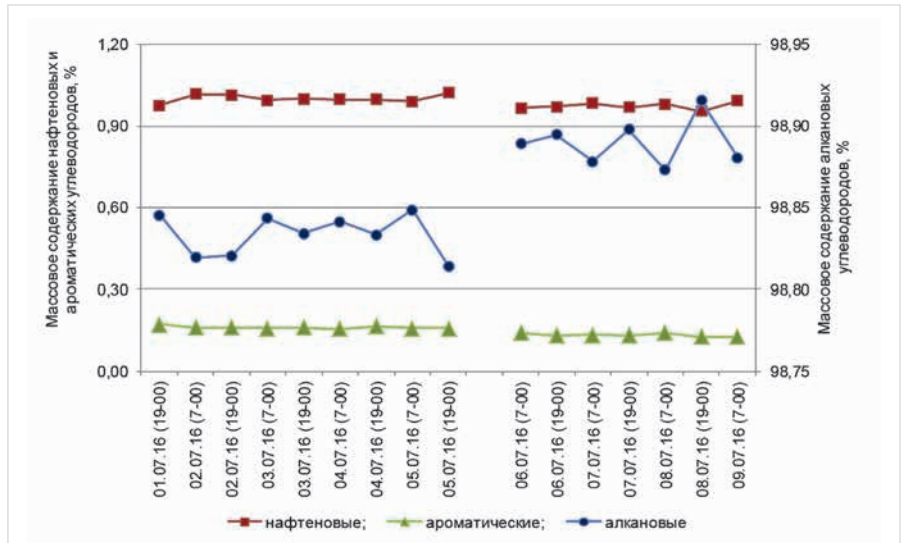


Рис. 6 — Изменение группового углеводородного состава бензиновой фракции (н.к. — 125°C) жидкой фазы продукции МП в процессе замещения метана ГКС  
Fig. 6 — Dynamics of hydrocarbon group composition of gasoline fraction (IBP — 125°C) in the liquid phase produced from the RM during the methane replacement by gas-condensate mixture

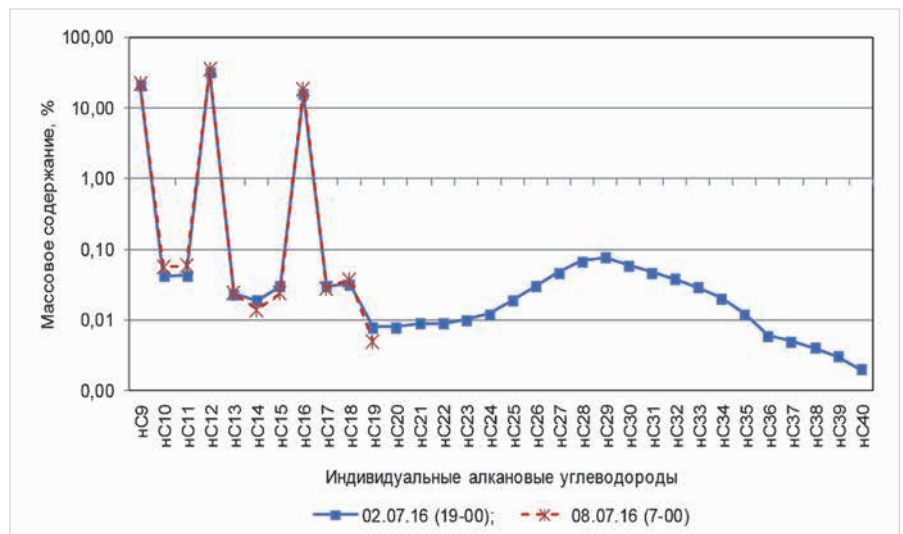


Рис. 7 — Изменение массового содержания нормальных алкановых углеводородов в жидкой фазе продукции МП в процессе замещения метана ГКС  
Fig. 7 — Dynamics of mass concentration of normal alkanes in the liquid phase produced from the RM during the methane replacement by gas-condensate mixture

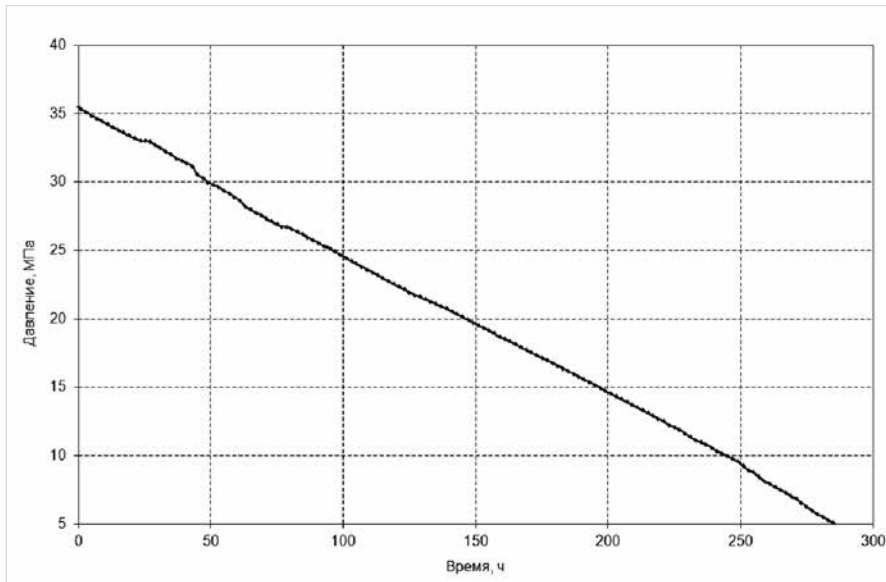


Рис. 8 — Динамика изменения давления во времени  
Fig. 8 — Pressure dynamics

замещения метана ГКС, по изменению конденсатогазового фактора (КГФ) и содержанию компонентов в газовой и жидкой фазах продукции на выходе модели пласта, было установлено, что их стабилизация наблюдалась при закачке примерно семи поровых объемов. Прокачка дополнительно еще одного порового объема гарантировала постоянство состава смеси в пределах погрешности хроматографического анализа. Затем модель пласта выдерживалась в течение двух суток для установления сорбционного равновесия и равномерного распределения ГКС во всей системе порового объема.

На этом этапе подготовки исходной пластовой нефтегазоконденсатной системы в МП был закончен. Остаточная водонасыщенность в модели составила 29,7%. Величина остаточной нефтенасыщенности при этом снизилась до 5,88%.

#### Моделирование текущего состояния (истощения) пластовой системы Вуктыльского НГКМ

В настоящее время термобарические условия и состав пластовых флюидов достаточно сильно варьируют по объему основной залежи Вуктыльского НГКМ. Тем не менее, можно утверждать, что в основном объеме залежи уже достигнуто пластовое давление ниже давления максимальной конденсации пластовой ГКС. Что касается реализуемой закачки сухого («тюменского») газа, то в целом, в относительном выражении, она не оказала существенного вклада в изменение текущего содержания  $C_{5+}$  в жидкой и газовой фазах [4]. В частности, это относится к выбранным пилотным участкам, по которым учитывалось условие сохранения достаточного потенциала по УВ группы  $C_{5+}$ .

Исходя из этих предпосылок, моделирование условного текущего состояния пластовой системы осуществлялось следующим образом.

- При сохранении заданной температуры 63°C производилось истощение модели до давления максимальной конденсации пластовой ГКС Вуктыльского НГКМ — 5 МПа.

По результатам этих исследований выполнены расчеты содержания УВ компонентов в продукции модели пласта.

- Темп истощения составлял около 0,1–0,2 МПа/ч для обеспечения условий конденсации жидкой фазы в модели пласта и предотвращения выноса ее капель с газовой фазой.

На рис. 8 приведена динамика изменения давления во времени в процессе моделирования процесса истощения залежи на модели пласта. Продолжительность процесса истощения модели пласта составила 290ч. Экспериментальные исследования проводились при пластовых условиях в круглосуточном режиме работы.

- В ходе экспериментальных исследований осуществлялся контроль объема продукции, массы жидкой фазы (после ловушки-сепаратора), состава фаз по данным хроматографического анализа проб. Оценивалась итоговая насыщенность модели пласта водой, ЖУВ и газовой фазой.

Хроматографические исследования газов сепарации, полученных при моделировании процесса истощения нефтегазоконденсатной залежи на МП, показали, что тенденции изменения содержания всех компонентов исследуемой газовой фазы аналогичны характеру изменения компонентного состава добываемого пластового газа, наблюдаемому в реальном режиме разработки Вуктыльского НГКМ при естественном истощении.

Хроматографические исследования жидкой фазы, полученной при моделировании процесса истощения Вуктыльской нефтегазоконденсатной залежи на МП, показали, что по мере снижения давления получаемая жидкая продукция закономерно облегчается (уменьшается молярная масса конденсата, значительно снижается мольная доля самых тяжелых компонентов конденсата, начиная от суммы псевдо  $C_{11}$  и вплоть до суммы псевдо  $C_{20+}$ ). Выявленные зависимости характерны для жидкой УВ-фазы, добываемой в процессе разработки газоконденсатного месторождения на режиме естественного истощения пластовой энергии.

На установке рVT проведены

экспериментальные исследования с целью определения запасов ЖУВ (выпавший конденсат + нефть) в модели пласта после снижения давления до 5 МПа. В рVT-ячейке была произведена рекомбинация системы (ГКС+вода+нефть) в соотношениях, полученных в модели пласта после прокачки ГКС. По окончании опыта дифференциальной конденсации было выполнено разгазирование насыщенной жидкой фазы. Масса ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) в пересчете на модель пласта составила 4,8348 г. Это значение может быть принято за основу для расчетов коэффициента извлечения ЖУВ при проведении дальнейших исследований по разработке технологий добычи гидродинамически неподвижных ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

#### Итоги

Для условий газонасыщенных зон основной залежи Вуктыльского НГКМ проведено стендовое моделирование начального флюидонасыщения, процесса истощения до давления максимальной конденсации и текущего состояния пластовой системы, включая ЖУВ — пластовую нефть и ретроградный конденсат. По результатам экспериментов в модели газонасыщенного пласта:

- воспроизведена текущая водонасыщенность, газонасыщенность и насыщенность ЖУВ, включающая исходную пластовую нефть и ретроградный конденсат из газоконденсатной системы,
- прошло донасыщение жидкой УВ фазы газовыми и промежуточными компонентами до равновесного состояния при текущих давлении и температуре,
- оценена масса ЖУВ для проведения дальнейших исследований по обоснованию технологии извлечения ЖУВ на поздних стадиях разработки Вуктыльского месторождения.

#### Выводы

В результате выполнения работ в керновой модели была создана система, моделирующая состояние истощенного до давления максимальной конденсации нефтегазоконденсатного пласта. Разработанный методический подход может применяться для воссоздания реалистичных пластовых условий для проведения стендового моделирования по оценке возможностей извлечения гидродинамически неподвижных (слабо подвижных) ЖУВ (пластовая нефть и ретроградный конденсат) из газонасыщенной части месторождений, находящихся на поздних стадиях истощения.

*Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по теме «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*

#### Литература

1. Скибицкая Н., Большаков М., Бурханова И., Кузьмин В., Сурначев Д. Трудноизвлекаемая нефть в газонасыщенных зонах нефтегазоматеринских карбонатных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Москва, 2016. SPE-182076-RU.
2. 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.
3. Кузьмин В.А. Катодоллюминесцентная методика исследования порового пространства пород в растровом электронном микроскопе // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2007. №11. С.76–80.
4. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газонасыщенности. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ. 2007. 400 с.

## Experimental modelling of the life-cycle of reservoir hydrocarbon system during depletion of an oil-gas-condensate reservoir (on the example of Vuktyl OGCF)

#### Authors

**Natalia A. Skibitskaya** — Ph.D., head of lab<sup>1</sup>; [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)  
**Andrey N. Volkov** — Ph.D., head of department<sup>2</sup>; [a.volkov@sng.vniigaz.gazprom.ru](mailto:a.volkov@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>1</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

Liquid hydrocarbons (LHC — oil and retrograde condensate) are shown to be located in dynamic, open to flow part of pore volume in gas-saturated productive formations of gas-condensate and oil-gas-condensate fields (GCFs and OGCFs). Justification and experimental (physical) modelling of LHC recovery techniques from gas-saturated formations of GCFs and OGCFs at late development stages are shown to be reasonable because of large LHC resources and need for enhancement of HC-components recovery, as well as elongation of HCs production. Experience is presented and methodology is justified for experimental modelling of a HC system life-cycle at Vuktyl OGCF during the depletion period. On a reservoir core model, fluid saturation corresponding to the initial state of the Vuktyl reservoir system was reconstructed, including LHC (reservoir oil), and modelling of depletion to the current thermobaric conditions and fluid saturation of the reservoir system was performed. The total mass of LHC in the core model (reservoir oil and retrograde condensate) was assessed

which can be further used to calculate LHC recovery factors in experimental modelling of LHC recovery techniques at late stages of Vuktyl field development.

#### Materials and methods

Experimental modelling, pVT study, chromatography, reservoir core model, recombined model of reservoir HC fluids (reservoir oil, gas-condensate system).

#### Keywords

gas-condensate and oil-gas-condensate fields, liquid hydrocarbons, oil, retrograde condensate, laboratory studies, experimental modelling, depletion, hydrocarbon recovery

#### Results

For conditions of gas-saturated zones of the main deposit of Vuktyl OGCF, experimental modelling was performed of initial fluid saturation, depletion process to the maximum condensation pressure and current state of the reservoir system, including LHC — reservoir oil and retrograde condensate. As the results of the experiments in the

gas-saturated reservoir model: - current water-, gas- and LHC- (including original reservoir oil and retrograde condensate from gas-condensate system) saturations were restored, - resaturation took place of liquid HC phase with gas- and intermediate components to equilibrium state at current pressure and temperature, - LHC mass was assessed which is required for further studies to justify LHC recovery techniques at late stages of Vuktyl field development.

#### Conclusions

As the result of the study, a system was created in the core model which corresponds to the state of oil-gas-condensate reservoir depleted to the maximum condensation pressure. The developed methodology can be used to reproduce realistic reservoir conditions for experimental assessment of recovery of hydrodynamically immobile (or low-mobility) LHC (reservoir oil and retrograde condensate) from gas-saturated part of reservoirs at late depletion stages.

#### References

1. Skibitskaya N., Bol'shakov M., Burkhanova I., Kuz'min V., Surnachev D. *Trudnoizvlekaemaya neft' v gazonasyshchennykh zonakh neftegazomaterinskikh karbonatnykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Tight oil in oil-and-gas source carbonate deposits' gas saturation zones of gas-condensate and oil-gas condensate fields]. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, 2016. SPE-182076-MS.
2. 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.
3. Kuz'min V.A. *Katodoluminescentnaya metodika issledovaniya porovogo prostranstva porod v rastrovom elektronnom mikroskope* [Cathodoluminescence technique for studying the pore space of rocks using scanning electron microscopy]. Journal of Surface Investigation: X-Ray, Synchrotron and Neutron Techniques, 2007, issue 11, pp. 76–80.
4. 13. 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.