

# Термодинамическое моделирование для оценки эффективности извлечения жидких углеводородов на примере Вуктыльского НГКМ

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10059

**О.Л. Лобанова**к.т.н., научный сотрудник  
marta.fox@hotmail.com**И.М. Индрупский**д.т.н., зав. лабораторией  
i-ind@ipng.ru**Н.А. Скибичкая**к.г.-м.н., зав. лабораторией  
skibitchka@mail.ru**В.А. Крючков**старший научный сотрудник  
kruchkov06@mail.ru

ИПНГ РАН, Москва, Россия

**В статье рассматривается возможность увеличения добычи жидких углеводородов (нефти и ретроградного конденсата) из истощенной нефтегазоконденсатной залежи на примере Вуктыльского НГКМ. Увеличения добычи можно достичь путем закачки в продуктивный пласт смеси пропан-бутановой фракции и пластового или сухого газа. Приведены результаты оценки объемов добычи жидкой углеводородной фазы за счет ее испарения в паровую фазу при прокачке «сухого» и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях. Рассчитано давление смеси с пластовой жидкой фазой при закачке «сухого» газа, обогащенного пропан-бутановой фракцией.**

**Материалы и методы**

Компьютерное моделирование пластовой углеводородной системы (пластовая нефть, газоконденсатная система), термодинамическое моделирование.

**Ключевые слова**

термодинамическое моделирование, нефтегазоконденсатная залежь, жидкие углеводороды, ретроградный конденсат, испарение, закачка газа, пропан-бутановая фракция, ШФЛУ, вытесняющий агент, смесь

**Введение**

Основная залежь Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (Вуктыльского НГКМ, далее — ВНГКМ) разрабатывается преимущественно в режиме истощения пластовой энергии. Среднее начальное содержание конденсата в пластовом газе составляло 360 г/м<sup>3</sup> [1]. К настоящему моменту состояние разработки характеризуется падением среднего пластового давления с начальной величины 36,6 МПа до менее 2,5 МПа, при давлении начала конденсации — 32,3 МПа, максимальной конденсации — 5,1 МПа. Наблюдается сопутствующее снижение продуктивности добывающих скважин и значительное накопление в пласте ретроградного конденсата. С учетом изначально присутствовавшей в газонасыщенной части залежи неподвижной нефти, общие объемы жидких углеводородов (далее — ЖУВ) в пласте по оценкам специалистов ИПНГ РАН составляют более 200 млн т.

С 1992 г. для увеличения выхода стабильного конденсата (компонентов  $C_{5+}$ ) и промежуточных компонентов осуществляется закачка в основную залежь ВНГКМ так называемого тюменского газа — «сухого» газа, поступающего на месторождение из магистрального трубопровода. За счет закачки в пласт неравновесного к пластовой системе «сухого» газа удается увеличить выход ретроградного конденсата [2]. Однако результативность применяемой технологии остается ниже теоретически достижимой, что связано с низкими пластовыми давлениями и ограниченной способностью «сухого» газа к испарению компонентов  $C_{5+}$  из жидкой фазы. Более эффективно извлекаются компоненты  $C_{2-4}$ .

За период разработки ВНГКМ неоднократно рассматривался вопрос о целесообразности закачки широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ, или пропан-бутановой фракции) в качестве возможного агента для повышения извлечения ЖУВ. Опытные-промышленные эксперименты по закачке в пласт, а также по обработке призабойных зон ряда скважин Вуктыльского НГКМ обогащенным ШФЛУ газом показали потенциальную эффективность данного агента [3]. Повышение выхода ЖУВ достигается за счет увеличения их объема, преодоления порога гидродинамической подвижности, а также частичного испарения ЖУВ с переходом компонентов в газовую фазу. Однако следует учитывать, что эти результаты были получены на более ранней стадии, то есть при более высоких пластовых давлениях.

В данной статье рассматриваются результаты термодинамического моделирования потенциальной эффективности применения различных газовых агентов для извлечения ЖУВ при низких пластовых давлениях.

**Подготовка модели пластовой смеси для термодинамического моделирования**

Использованная модель пластовой смеси (pVT-модель) основана на свойствах

компонентов и начальном составе газоконденсатной смеси на средневзвешенной глубине залежи 3000 м, принятых в соответствии с данными [4]. Для воспроизведения газоконденсатной характеристики (зависимости потенциального содержания  $C_{5+}$  от давления) была проведена настройка параметров pVT-модели, в частности, ацентрических факторов псевдофракций  $C_{6+}$ , их критических давлений, критических температур, перекрестных коэффициентов, шифт-параметров. Начальный состав газоконденсатной смеси приведен в таб. 1 в колонке «пластовый газ».

Как и для многих других НГКМ, для основной газоконденсатной залежи ВНГКМ характерно исходное наличие в порах ЖУВ (пластовой нефти) в объемах, не превышающих порог подвижности жидкой фазы. В соответствии с методом, описанным в [5], начальный состав неподвижной пластовой нефти рассчитан как равновесный по отношению к газоконденсатной смеси при давлении начала конденсации (см. таб. 1). Расчеты выполнены в программном пакете Roxar Tempest PVTx.

Для расчета общего начального состава углеводородной системы необходимо также определить мольную долю нефти в пласте при начальных термобарических условиях. Для этого использовано соотношение

$$L = \frac{v_g V_o}{v_g V_o + v_o (1 - V_o)}, \quad (1)$$

где  $v_g$ ,  $v_o$  — мольные объемы паровой и жидкой фаз соответственно (рассчитываются с применением термодинамической модели),  $V_o$  — объемная доля нефти в УВ-системе (без учета остаточной воды). Средняя начальная насыщенность ЖУВ для Вуктыльского НГКМ составляет 6,1%.

Зная мольные доли и компонентные составы жидкой и паровой (пластовый газ) фаз, общий состав пластовой смеси можно найти по формуле

$$z_i = y_i V + x_i L, \quad (2)$$

где  $z_i$  — доля компонента  $i$  в общем составе смеси;  $y_i$  — доля компонента  $i$  в составе паровой фазы;  $x_i$  — доля компонента  $i$  в составе жидкой фазы;  $L$  — доля жидкой фазы;  $V$  — доля паровой фазы, причем,  $L + V = 1$ .

Полученный компонентный состав пластовой смеси приведен в таб. 1.

**Оценка объемов добычи жидкой углеводородной фазы за счет испарения при прокачке тюменского или пластового газа, обогащенного пропан-бутановой фракцией**

Для оценки возможности извлечения ЖУВ (пластовой нефти и ретроградного конденсата) из продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ проведено термодинамическое моделирование с использованием собственного

Таб. 1 — Компонентные составы пластового газа, исходных ЖУВ и общий состав пластовой смеси при начальном давлении (мол. доли)  
 Tab. 1 — Composition of the reservoir gas and initial liquid hydrocarbons, and total composition of the reservoir mixture at initial pressure (mole fractions)

Компонент	Пластовый газ	Пластовая нефть (ЖУВ)	Пластовая смесь
N <sub>2</sub>	0,0501	0,0307	0,0491
CO <sub>2</sub>	0,0004	0,0004	0,0004
C <sub>1</sub>	0,7485	0,5256	0,7368
C <sub>2</sub>	0,0856	0,0941	0,0861
C <sub>3</sub>	0,0347	0,0464	0,0353
iC <sub>4</sub>	0,0045	0,0067	0,0046
nC <sub>4</sub>	0,0080	0,0129	0,0082
iC <sub>5</sub>	0,0016	0,0030	0,0017
nC <sub>5</sub>	0,0014	0,0027	0,0015
C <sub>6+(1)</sub>	0,0208	0,0420	0,0219
C <sub>6+(2)</sub>	0,0267	0,0852	0,0298
C <sub>6+(3)</sub>	0,0138	0,0696	0,0167
C <sub>6+(4)</sub>	0,0035	0,0461	0,0057
C <sub>6+(5)</sub>	0,0004	0,0241	0,0017
C <sub>6+(6)</sub>	0,00003	0,0105	0,0006

Таб. 2 — Компонентные составы паровой и жидкой фаз при давлении 5,1 МПа (мол. доли)  
 Tab. 2 — Composition of the vapor and liquid phases at 5.1 MPa (mole fractions)

Компонент	Пластовый газ	Пластовая нефть
N <sub>2</sub>	0,0514	0,0047
CO <sub>2</sub>	0,0004	0,0002
C <sub>1</sub>	0,7942	0,1520
C <sub>2</sub>	0,0955	0,0726
C <sub>3</sub>	0,0359	0,0650
iC <sub>4</sub>	0,0039	0,0133
nC <sub>4</sub>	0,0065	0,0280
iC <sub>5</sub>	0,0010	0,0079
nC <sub>5</sub>	0,0008	0,0076
C <sub>6+(1)</sub>	0,0072	0,1366
C <sub>6+(2)</sub>	0,0028	0,2534
C <sub>6+(3)</sub>	0,0002	0,1680
C <sub>6+(4)</sub>	0,0000	0,0639
C <sub>6+(5)</sub>	0,0000	0,0197
C <sub>6+(6)</sub>	0,0000	0,0071

программного модуля для расчета фазовых равновесий [6], основанного на трехпараметрическом уравнении состояния Пенга-Робинсона [7]. Достоверность результатов подтверждена сопоставлением с программным пакетом Roxar Tempest PVTx.

Проведены оценочные расчеты объемов добычи ЖУВ за счет испарения в паровую фазу при прокачке тюменского и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях. Также были рассчитаны мольные доли сосуществующих в пласте жидкой и газовой фаз, что позволило оценить влияние концентрации пропан-бутановой фракции в закачиваемом газовом агенте на возможность увеличения доли жидкой углеводородной фазы (ретроградный конденсат + нефть) до превышения порога гидродинамической подвижности.

Первые четыре варианта расчетов предусматривают закачку в пласт смесей пропан-бутана и тюменского газа в различных концентрациях. Они основаны на следующих предположениях.

1. Вся находящаяся в пласте паровая фаза (пластовый газ) будет заменена таким же количеством (по объему) смеси пропан-бутана и тюменского газа.
2. Неподвижная жидкая фаза извлекается путем ее испарения в паровую фазу.
3. Осредненные условия расчета: температура 61°C (на отметке 3000 м), давление — 5,1 МПа (давление максимальной конденсации).

По результатам оценки требуется определить накопленную долю группы компонентов C<sub>5+</sub>, перешедшую в паровую фазу при прокачке некоторого числа поровых объемов участка "пласта" смесью "пропан-бутан — тюменский газ". Доля определяется по отношению к содержанию C<sub>5+</sub> в исходной системе "пластовый газ — ЖУВ" при заданном условно постоянном пластовом давлении. Одновременно оценивается объемная доля текущей жидкой УВ фазы (пластовые ЖУВ + растворенные компоненты, перешедшие в жидкую фазу из

смеси "пропан-бутан-тюменский газ") в эффективном поровом объеме на момент окончания прокачки каждого очередного порового объема пласта тюменским газом.

Объемную долю жидких углеводородов смеси, состоящих из пластовых ЖУВ и компонентов, перешедших в жидкую фазу из смеси "пропан-бутан-тюменский газ", можно определить по формуле:

$$F_L = \frac{L/v}{L/v + V/l} \quad (3)$$

где V, L — мольные доли паровой и жидкой фаз в смеси, v, l — мольные объемы паровой и жидкой фаз соответственно.

Накопленную долю C<sub>5+</sub>, перешедших в паровую фазу на j-м этапе закачки, по отношению к содержанию C<sub>5+</sub> в жидкой фазе исходной смеси можно определить по формуле:

$$G = \frac{\sum_{j=1}^N Y_{5+}^j V^j}{X_{5+}^0 L^0} \quad (4)$$

где N — количество прокачанных поровых объемов (этапов расчета), j — номер очередного этапа, X<sub>5+</sub><sup>0</sup> — мольная доля группы компонентов C<sub>5+</sub> в жидкой фазе исходной смеси, Y<sub>5+</sub><sup>j</sup> — мольная доля группы компонентов C<sub>5+</sub> в паровой фазе. Здесь учитывается условие, что на всех этапах прокачки общее число молей смеси сохраняется.

Расчеты выполнялись следующим образом.

Сначала проводилось моделирование процесса истощения при постоянном объеме (CVD) исходной пластовой углеводородной смеси с начального пластового давления до 5,1 МПа [5]. Тем самым определялись условные текущие составы пластовых паровой и жидкой фаз, сформировавшиеся в результате предшествующего отбора газа. Полученные результаты расчета CVD приведены в таб. 2. Мольная доля жидкой фазы при 5,1 МПа составила 33,46%.

Далее моделировался процесс прокачки газовой смеси заданного состава. Каждый этап расчета соответствовал прокачке одного динамического порового объема элемента пласта смесью "пропан-бутан — тюменский газ". Условно предполагалось, что в начале очередного этапа вся паровая фаза, находившаяся в конце прошлого этапа в равновесии с жидкой фазой, заменяется эквивалентным количеством (числом молей) закачиваемой смеси "пропан-бутан — тюменский газ". Жидкая фаза при этом остается в пласте. Для расчета общего состава смеси на очередном этапе прокачки использовалось уравнение баланса для каждого i-го компонента смеси:

$$Z_i^j = V^{j-1} Y_i^{ПБТ^2} + L^{j-1} X_i^{j-1} \quad (5)$$

Здесь в качестве состава паровой фазы используется состав смеси "пропан-бутан — тюменский газ" (верхний индекс ПБТг), а состав жидкой фазы и доли паровой и жидкой фаз берутся с предыдущего этапа расчета. С полученным общим составом смеси выполнялся расчет двухфазного равновесия для этапа j и определялись новые составы равновесных паровой и жидкой фазы.

Составы закачиваемых смесей для различных концентраций пропан-бутана в тюменском газе приведены в таб. 3. Вариант 1.1 соответствует концентрации 5 мол. % пропан-бутана в тюменском газе, вариант 1.2 — 10 мол. %, вариант 1.3 — 15 мол. %. Вариант 1.4 — закачке чистого тюменского газа, без добавления пропан-бутановой фракции. Состав пропан-бутановой фракции принимался в соответствии с осредненными данными по Сосногорскому ГПЗ.

Подробные результаты выполненных расчетов для варианта 1.1 приведены в таб. 4 для каждого этапа, соответствующего прокачке одного порового объема закачиваемой смеси. Нулевой этап соответствует общему равновесному составу пластовой системы при замене пластового газа на закачиваемую смесь при давлении 5,1 МПа (первая прокачка). Для

Таб. 3 — Компонентные составы "сухого" тюменского газа, пропан-бутановой фракции и общие составы закачиваемых смесей для вариантов 1.1, 1.2 и 1.3 (мол. доли)

Tab. 3 — Composition of the "dry" Tyumen gas and the propane-butane fraction, and total composition of the injected mixtures for cases 1.1, 1.2 and 1.3 (mole fractions)

Компонент	Тюменский газ (вариант 1.4)	Пропан-бутановая фракция	Вариант 1.1	Вариант 1.2	Вариант 1.3
N <sub>2</sub>	0,008	-	0,0067	0,0063	0,0060
C <sub>1</sub>	0,98	-	0,9310	0,8820	0,8330
C <sub>2</sub>	0,012	-	0,0114	0,0108	0,0102
C <sub>3</sub>	-	0,6000	0,0300	0,0600	0,0900
iC <sub>4</sub>	-	0,1433	0,0072	0,0143	0,0215
nC <sub>4</sub>	-	0,2567	0,0128	0,0257	0,0385

Таб. 4 — Результаты расчетов по этапам прокачки для варианта 1.1  
Tab. 4 — Results of calculations for injection stages of the Case 1.1

Этап 0							
Комп.	Y <sub>i</sub> <sup>0</sup> , мол. доля	X <sub>i</sub> <sup>0</sup> , мол. доля	L, доля	Z <sub>i</sub> <sup>1</sup> , мол. доля			
N <sub>2</sub>	0,0067	0,0047	0,3346	0,0060			
CO <sub>2</sub>	-	0,0002		0,0001			
C <sub>1</sub>	0,9310	0,1520		0,6703			
C <sub>2</sub>	0,0114	0,0726		0,0319			
C <sub>3</sub>	0,0300	0,0650		0,0417			
iC <sub>4</sub>	0,0072	0,0133		0,0092			
nC <sub>4</sub>	0,0128	0,0280		0,0179			
iC <sub>5</sub>	-	0,0079		0,0027			
nC <sub>5</sub>	-	0,0076		0,0025			
C <sub>6+(1)</sub>	-	0,1366		0,0457			
C <sub>6+(2)</sub>	-	0,2534		0,0848			
C <sub>6+(3)</sub>	-	0,1680		0,0562			
C <sub>6+(4)</sub>	-	0,0639		0,0214			
C <sub>6+(5)</sub>	-	0,0197		0,0066			
C <sub>6+(6)</sub>	-	0,0071		0,0024			
Этап 1							
Комп.	Y <sub>i</sub> <sup>1</sup> , мол. доля	X <sub>i</sub> <sup>1</sup> , мол. доля	V, доля	L, доля	F <sub>i</sub> , об. доля	G, доля	Z <sub>i</sub> <sup>2</sup> , мол. доля
N <sub>2</sub>	0,0084	0,0008	0,6874	0,3126	0,1202	0,0348	0,0048
CO <sub>2</sub>	0,0001	0,0000					0,0000
C <sub>1</sub>	0,8981	0,1696					0,6930
C <sub>2</sub>	0,0344	0,0262					0,0160
C <sub>3</sub>	0,0332	0,0605					0,0395
iC <sub>4</sub>	0,0052	0,0179					0,0105
nC <sub>4</sub>	0,0087	0,0381					0,0207
iC <sub>5</sub>	0,0008	0,0067					0,0021
nC <sub>5</sub>	0,0007	0,0067					0,0021
C <sub>6+(1)</sub>	0,0067	0,1314					0,0411
C <sub>6+(2)</sub>	0,0028	0,2650					0,0829
C <sub>6+(3)</sub>	0,0002	0,1794					0,0561
C <sub>6+(4)</sub>	0,0000	0,0684					0,0214
C <sub>6+(5)</sub>	0,0000	0,0211					0,0066
C <sub>6+(6)</sub>	0,0000	0,0076					0,0024
Этап 2							
Комп.	Y <sub>i</sub> <sup>2</sup> , мол. доля	X <sub>i</sub> <sup>2</sup> , мол. доля	V, доля	L, доля	F <sub>i</sub> , об. доля	G, доля	Z <sub>i</sub> <sup>3</sup> , мол. доля
N <sub>2</sub>	0,0066	0,0006	0,6995	0,3005	0,1146	0,0676	0,0048
CO <sub>2</sub>	0,0000	0,0000					0,0000
C <sub>1</sub>	0,9169	0,1719					0,7029
C <sub>2</sub>	0,0173	0,0132					0,0119
C <sub>3</sub>	0,0316	0,0579					0,0384
iC <sub>4</sub>	0,0061	0,0209					0,0113
nC <sub>4</sub>	0,0103	0,0451					0,0225
iC <sub>5</sub>	0,0007	0,0055					0,0016
nC <sub>5</sub>	0,0006	0,0056					0,0017
C <sub>6+(1)</sub>	0,0062	0,1222					0,0367
C <sub>6+(2)</sub>	0,0028	0,2691					0,0809
C <sub>6+(3)</sub>	0,0002	0,1861					0,0559
C <sub>6+(4)</sub>	0,0000	0,0711					0,0214
C <sub>6+(5)</sub>	0,0000	0,0219					0,0066
C <sub>6+(6)</sub>	0,0000	0,0079					0,0024

вариантов 1.2, 1.3 и 1.4 получены аналогичные таблицы.

На рис. 1 для варианта 1.2 приведен график накопленного извлечения C<sub>5+</sub> в паровой фазе по отношению к его начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от числа поровых объемов прокачки. Полученная зависимость близка к линейной, пунктирной линией показана аппроксимирующая прямая. В среднем за 4 этапа увеличение извлечения C<sub>5+</sub> в паровой фазе составляет около 2,7% на один поровый объем прокачки смеси пропан-бутановой фракции и тюменского газа. Наблюдается медленное снижение эффективности извлечения компонентов C<sub>5+</sub> с увеличением количества прокачек, что объясняется снижением их содержания в жидкой фазе за счет растворения легких компонентов из нагнетаемого газа.

Расчетная объемная доля в смеси жидких углеводородов, состоящих из пластовых ЖУВ и компонентов, перешедших в жидкую фазу из нагнетаемого газа, после прокачки четырех поровых объемов составила для вариантов 1.1, 1.2, 1.3 и 1.4 соответственно 10,64%, 12,90%, 15,98% и 8,98%. Накопленная доля C<sub>5+</sub>, перешедших из пластовых ЖУВ в паровую фазу — 12,75%, 11,43%, 10,09% и 14,01% соответственно. Таким образом, добавление пропан-бутановой фракции в нагнетаемый "сухой" газ несколько снижает потенциальное извлечение ЖУВ за счет испарения, но повышает возможности извлечения ЖУВ за счет увеличения их объема и преодоления порога подвижности.

Варианты 2.1, 2.2, 2.3 аналогичны вариантам 1.1, 1.2 и 1.3, но предусматривают закачку в пласт смеси пластового газа (вместо тюменского газа) с добавлением пропан-бутана в различных концентрациях. Составы закачиваемых смесей приведены в таб. 5. Вариант 2.1 соответствует концентрации пропан-бутана 5 мол. %, вариант 2.2 — 10 мол. %, вариант 2.3 — 15 мол. %.

В расчетах по вариантам 2.1-2.3 используются следующие предположения.

1. В находящуюся в пласте паровую фазу (пластовый газ) добавляется (закачивается) пропан-бутановая фракция в режиме замещения, т.е. при постоянном среднем давлении, до получения заданной концентрации. При этом общее число молей смеси "пропан-бутан — пластовый газ" остается равным исходному числу молей пластового газа.

2. Неподвижная жидкая фаза извлекается путем ее испарения в паровую фазу.

3. Осредненные условия расчета: температура 61°C, давление 5,1 МПа.

По результатам оценки требуется определить те же параметры, что и по вариантам 1.1-1.3.

Расчеты выполнены в следующей последовательности. Сначала, как и для вариантов 1.1-1.3, проведено моделирование истощения при постоянном объеме (CVD) исходной пластовой углеводородной смеси с начального пластового давления до 5,1 МПа. Начальный состав пластовой смеси соответствует данным таб. 1, полученные в результате моделирования CVD составы паровой и жидкой фаз — таб. 2. Молярная доля жидкой фазы при 5,1 МПа — 33,46%.

Объемная доля в смеси жидких углеводородов, состоящих из пластовой нефти и компонентов, перешедших в жидкую фазу из

смеси "пропан-бутан — пластовый газ", после прокачки четырех поровых объемов составила для вариантов 2.1, 2.2 и 2.3 соответственно 15,52%, 18,89% и 23,31%. Накопленное извлечение компонентов  $C_{5+}$  из жидкой фазы за счет испарения — 12,67%, 11,01% и 9,42% соответственно. Таким образом, нагнетание пропан-бутановой фракции в пластовый газ незначительно уступает её закачке в смеси с тюменским газом по эффективности испарения компонентов  $C_{5+}$ . При этом обеспечивается более интенсивное набухание жидкой фазы для обретения ею подвижности. Однако следует учитывать, что для реализации такого процесса необходимо вместе с закачкой пропан-бутана обеспечивать циркуляцию пластового газа.

На рис. 2 для варианта 2.3 приведен график накопленного коэффициента извлечения  $C_{5+}$  из жидкой фазы за счет испарения. Полученная зависимость близка к линейной, пунктирной линией показана аппроксимирующая прямая. Увеличение содержания  $C_{5+}$  в паровой фазе составляет в среднем 2,1% на один поровый объем прокачки. С увеличением объема прокачки темп перехода  $C_{5+}$  в паровую фазу снижается более интенсивно, чем для варианта 1.2.

#### Расчет давления смеси и вытесняющих агентов

В дополнение к механизмам испарения и набухания ЖУВ, оценивалась возможность достижения смеси между закачиваемым газовым агентом и пластовой жидкой углеводородной фазой в существующих пластовых термобарических условиях. Достижение смеси обеспечивает снижение порога гидродинамической подвижности жидкой фазы, при полной смеси — до близких к нулю значений. Соответствующим

Tab. 4 — Результаты расчетов по этапам прокачки для варианта 1.1  
Tab. 4 — Results of calculations for injection stages of the Case 1.1

Этап 3							
Комп.	$Y_1^3$ , мол. доля	$X_1^3$ , мол. доля	$V_1$ , доля	$L_1$ , доля	$F_1$ , об. доля	$G_1$ , доля	$Z_1^3$ , мол. доля
$N_2$	0,0066	0,0006					0,0049
$CO_2$	0,0000	0,0000					0,0000
$C_1$	0,9212	0,1718					0,7098
$C_2$	0,0128	0,0098					0,0109
$C_3$	0,0309	0,0567					0,0378
$iC_4$	0,0066	0,0227					0,0117
$nC_4$	0,0113	0,0498					0,0236
$iC_5$	0,0005	0,0044	0,7087	0,2913	0,1103	0,0985	0,0013
$nC_5$	0,0005	0,0047					0,0014
$C_{6+(1)}$	0,0057	0,1123					0,0327
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2708					0,0789
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1915					0,0558
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0733					0,0214
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0226					0,0066
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0082					0,0024

Этап 4							
Комп.	$Y_1^4$ , мол. доля	$X_1^4$ , мол. доля	$V_1$ , доля	$L_1$ , доля	$F_1$ , об. доля	$G_1$ , доля	$Z_1^4$ , мол. доля
$N_2$	0,0066	0,0006					-
$CO_2$	0,0000	0,0000					-
$C_1$	0,9223	0,1712					-
$C_2$	0,0117	0,0089					-
$C_3$	0,0306	0,0560					-
$iC_4$	0,0069	0,0238					-
$nC_4$	0,0120	0,0529					-
$iC_5$	0,0004	0,0035	0,7171	0,2829	0,1064	0,1275	-
$nC_5$	0,0004	0,0039					-
$C_{6+(1)}$	0,0052	0,1025					-
$C_{6+(2)}$	0,0028	0,2717					-
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,1966					-
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0755					-
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0233					-
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0084					-

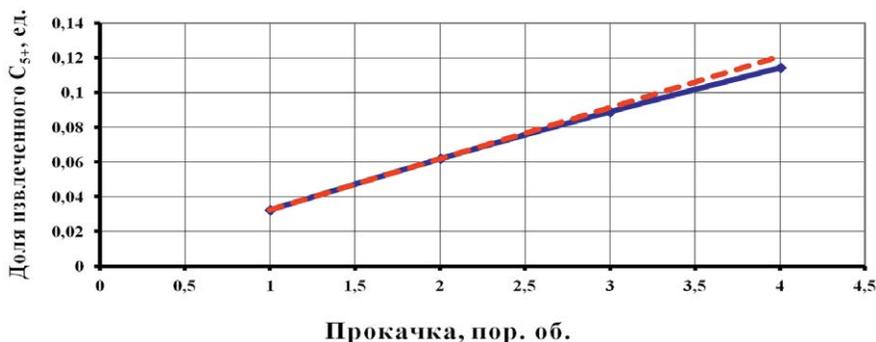


Рис. 1 — Накопленное извлечение  $C_{5+}$  в паровой фазе по отношению к начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от объема прокачки для варианта 1.2  
Fig. 1 — Cumulative recovery of  $C_{5+}$  in the vapor phase with respect to its initial content in the liquid phase versus the injected volume for Case 1.2

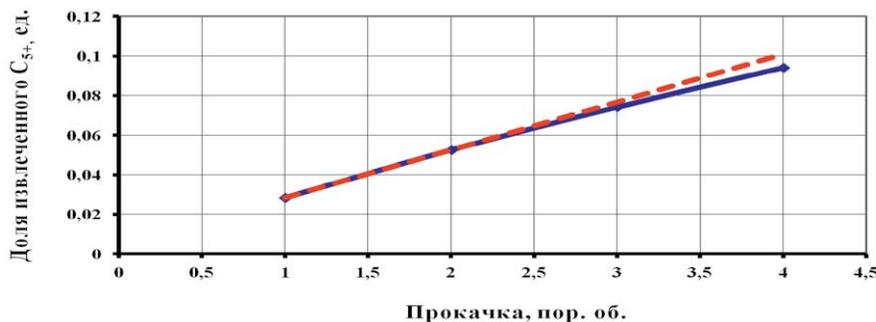


Рис. 2 — Накопленное извлечение  $C_{5+}$  в паровой фазе по отношению к начальному содержанию в жидкой фазе в зависимости от объема прокачки для варианта 2.3  
Fig. 2 — Cumulative recovery of  $C_{5+}$  in the vapor phase with respect to its initial content in the liquid phase versus the injected volume for Case 2.3

Tab. 5 — Составы закачиваемых смесей для вариантов 2.1, 2.2 и 2.3 (мол. доли)  
Tab. 5 — Compositions of the injected mixtures for Cases 2.1, 2.2 and 2.3 (mol. fractions)

Компонент	Вариант 2.1	Вариант 2.2	Вариант 2.3
$N_2$	0,0489	0,0463	0,0437
$CO_2$	0,0004	0,0004	0,0004
$C_1$	0,7544	0,7147	0,6750
$C_2$	0,0908	0,0860	0,0812
$C_3$	0,0641	0,0923	0,1205
$iC_4$	0,0109	0,0179	0,0248
$nC_4$	0,0190	0,0315	0,0441
$iC_5$	0,0009	0,0009	0,0008
$nC_5$	0,0007	0,0007	0,0007
$C_{6+(1)}$	0,0069	0,0065	0,0061
$C_{6+(2)}$	0,0027	0,0026	0,0024
$C_{6+(3)}$	0,0002	0,0002	0,0002
$C_{6+(4)}$	0,0000	0,0000	0,0000
$C_{6+(5)}$	0,0000	0,0000	0,0000
$C_{6+(6)}$	0,0000	0,0000	0,0000

Таб. 6 — Давление смесимости ЖУВ и вытесняющего агента в зависимости от мольной доли пропан-бутановой фракции в смеси с тюменским газом

Tab. 6 — Minimum miscibility pressure for the liquid hydrocarbons and the displacing agent versus the mole % of the propane-butane fraction in mixture with the Tyumen gas

Доля пропан-бутановой фракции, %	Давление смесимости, МПа
5	6,88
7	6,72
8	6,64
10	6,48
15	6,14
20	5,78

образом возрастает и коэффициент вытеснения: при полной смесимости теоретически достигает 100%, по опубликованным экспериментальным данным — до 90–95% [8, 9].

С помощью программного пакета Roxar Tempest pVTx было определено минимальное давление смесимости пластовых ЖУВ и тюменского газа с добавлением пропан-бутановой фракции в различных концентрациях.

Для определения условий смесимости между жидкой фазой и газовым агентом с известными составами и при заданной пластовой температуре проводят расчеты по оценке так называемого минимального давления смесимости (minimum miscibility pressure, далее — MMP). Это давление соответствует уровню, выше которого достигается состояние смеси с нулевым поверхностным натяжением на границе фаз. При давлении выше MMP коэффициент вытеснения достигает максимального (90–95%) значения. Расчет может быть выполнен как для режима смесимости "на первом контакте" (first contact miscibility, FCM), то есть для исходных составов жидкой фазы и газового агента. Так и для режима многоконтактной смесимости, с учетом постепенного взаимного обогащения фаз компонентами. Во втором случае MMP принимает меньшие значения, однако данный режим реализуется не на фронте вытеснения, а в отстающей от него области, что снижает эффективность процесса.

Для оценки величины MMP расчетным путем используют термодинамическое моделирование. Поверхностное натяжение на границе жидкой и паровой фаз в углеводородной смеси можно рассчитать по формуле Weinaug and Katz (известной также как формула Macleod-Sugden) [10]:

$$\sigma_{не} = \left[ \sum_{i=1}^N P_i \left( x_i \frac{\rho_n}{M_n} - y_i \frac{\rho_g}{M_g} \right) \right]^4,$$

$\sigma_{не}$  где — поверхностное натяжение на границе "пар-жидкость" в дин/см ( $10^{-3}$  Н/м),  $i$  — номер компонента смеси,  $N$  — число компонентов,  $x_i$  и  $y_i$  — мольная доля компонента в жидкой и паровой фазах соответственно,  $\rho_n$  и  $\rho_g$  — плотности фаз в г/см<sup>3</sup> ( $10^3$  кг/м<sup>3</sup>),  $M_n$  и  $M_g$  — их молекулярные массы (равные молярным массам в г/моль). Параметры  $P_i$  называются парафорами и определяются по таблицам для чистых веществ или по известным

корреляциям [10]. Рассчитывая при каждом значении давления равновесные составы паровой и жидкой фаз, их плотности и молярные массы, можно определить зависимость от давления поверхностного натяжения и величину MMP, при которой поверхностное натяжение становится равным нулю.

Результаты расчета давления смесимости для рассматриваемых условий Вуктыльского НГКМ приведены в таб. 6.

Среднее пластовое давление в основной залежи Вуктыльского НГКМ в настоящее время ниже полученных в таб. 6 расчетных значений давления смесимости. Однако вокруг нагнетательных скважин оно значительно превосходит средние значения. Это означает, что в призабойных зонах нагнетательных скважин может быть достигнута полная смесимость. В более удаленных от нагнетательных скважин зонах будет наблюдаться частичная смесимость, что также окажет положительное влияние на коэффициент извлечения жидких углеводородов. Более точная оценка возможного влияния смесимости возможна в рамках детального гидродинамического моделирования.

*Статья подготовлена сотрудниками ИПНГ РАН в рамках выполнения государственного задания по темам «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промышленных исследований» АААА-А19-119022090096-5 (Индрупский И.М., Лобанова О.А.) и «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., Крючков В.А.).*

## Итоги

В статье приведены результаты оценочных термодинамических расчетов объемов добычи ЖУВ за счет испарения в паровую фазу при прокачке тюменского и пластового газа, как в чистом виде, так и при обогащении пропан-бутановой фракцией в различных концентрациях.

Наряду с испарением, по мере прокачки дополнительных объемов газового агента может быть превышен порог гидродинамической подвижности жидкой фазы за счет ее набухания, что приведет к доизвлечению жидких углеводородов в режиме вытеснения. Также необходимо учитывать возможность частичной смесимости газовой фазы, обогащенной пропан-бутановой фракцией, с пластовыми ЖУВ, что выразится в снижении порога гидродинамической подвижности жидкой фазы и увеличении коэффициента вытеснения.

Динамика извлечения в паровой фазе группы компонентов  $C_{5+}$  для нагнетаемых агентов разного состава может быть приближенно оценена по линейным зависимостям путем экстраполяции полученных расчетных данных для первых 4 поровых объемов прокачки. Однако необходимо учитывать, что чем на большие объемы прокачки производится экстраполяция, тем сильнее будет ошибка в сторону

завышения эффективности извлечения  $C_{5+}$ . Обратное извлечение оставшейся в пласте пропан-бутановой фракции после воздействия обогащенным газовым агентом можно реализовать за счет прокачки дополнительных объемов "сухого" газа, с сопутствующим доизвлечением ЖУВ.

## Выводы

Анализ результатов выполненных расчетов парожидкостного равновесия пластовых флюидов Вуктыльского НГКМ и различных закачиваемых агентов позволяет сделать следующие выводы.

- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции при закачке как тюменского, так и пластового газа приводит к увеличению объемной доли пластовой жидкой фазы.
- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции в закачиваемой смеси приводит к снижению выхода углеводородов группы  $C_{5+}$  в паровую фазу за счет испарения.
- Итоговый баланс этих двух процессов можно оценить по результатам гидродинамического моделирования с учетом как термодинамических эффектов, так и эффектов вытеснения.
- Увеличение содержания пропан-бутановой фракции в закачиваемом газе приводит к снижению давления смесимости, что положительно сказывается на коэффициенте извлечения жидких углеводородов.

## Литература

1. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности. Ухта: СЕВЕРНИПИГАЗ, 2007. 400 с.
2. Тер-Саркисов Р.М., Захаров А.А., Гурленов Е.М., Левитский К.О., Широков А.Н., Контроль за разработкой газоконденсатного месторождения при нагнетании сухого газа в пласт. Геофизические и газогидродинамические методы. М.: Недра-Бизнес-центр, 2001. 194 с.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «Дополнения к проекту разработки Вуктыльского НГКМ. Этап 3 (заключительный)». Ухта: ВНИИГАЗ, 2014.
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
6. Индрупский И.М., Лобанова О.А. Моделирование неравновесного фазового поведения при разработке месторождений нефти и газа. // Доклады РАН. 2015. Т. 463. Ч.1. С. 90–93.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Taylor & Francis, Bata Raton, USA, 2006.
8. Lake L.W. Enhanced oil recovery. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989, 550 p.
9. Полищук А.М., Хлебников В.Н., Губанов В.Б. Использование слим-моделей пласта (slim tube) для физического моделирования процессов вытеснения нефти смешивающимися агентами // Нефтепромышленное дело. 2014. №5. С. 19–24. №6. С. 32–36.

10. Whitson C.H., Brule M.R. Phase behavior. SPE Monograph Series. Vol. 20. Texas: SPE, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 235 p.  
11. Скибицкая Н.А., Данилов В.Н., Латышев

А.А., Индрупский И.М., Попов А.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже

порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №4. С. 46–54.

## Thermodynamic modeling to assess the efficiency of liquid hydrocarbon recovery on the example of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field

### Authors

**Olga A. Lobanova** — Ph.D., scientific researcher; [marta.fox@hotmail.com](mailto:marta.fox@hotmail.com)

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

**Natalya A. Skibitskaya** — Ph.D., head of lab; [skibitchka@mail.ru](mailto:skibitchka@mail.ru)

**Viktor A. Kryuchkov** — senior researcher; [kryuchkov06@mail.ru](mailto:kryuchkov06@mail.ru)

OGRI RAS, Moscow, Russia

### Abstract

The article considers the possibility of increasing the production of liquid hydrocarbons (oil and retrograde condensate) from a depleted oil-gas-condensate deposit on the example of Vuktylskoye oil-gas-condensate field. Increased production can be achieved by injection of a mixture of propane-butane fraction and reservoir gas or dry gas. The results of estimating production volumes of liquid hydrocarbons due to evaporation into the vapor phase during injection of dry gas and reservoir gas, both pure or enriched with propane-butane fraction in various concentrations, are presented. The minimum miscibility pressure is calculated for injection of dry gas enriched with the propane-butane fraction.

### Materials and methods

Computer modeling of reservoir hydrocarbon system (reservoir oil, gas-condensate system), thermodynamic modeling.

### Keywords

thermodynamic modeling, oil-gas-condensate reservoir, liquid hydrocarbons, retrograde condensate, evaporation, gas injection, propane-butane fraction, displacing agent, miscibility

### Results

The article presents the results of thermodynamic calculations of liquid hydrocarbons production due to vaporization during the injection of Tyumen gas and formation gas, both in pure form and enriched with propane-butane fraction in various concentrations.

Along with evaporation, as the additional volumes of the gas agent are injected, the threshold of hydrodynamic mobility of the liquid phase due to its swelling can be exceeded, which would lead to additional recovery of liquid hydrocarbons by displacement. It is also necessary to take into account the possibility of partial miscibility of the gas phase enriched with the propane-butane fraction and reservoir liquid hydrocarbons, which will result in a lower threshold for the hydrodynamic mobility of the liquid phase and increase in the displacement efficiency.

The dynamics of  $C_{5+}$  recovery in the vapor phase by injecting agents with different compositions can be approximately estimated with linear dependencies by extrapolation of the calculated data for the first 4 pore volumes of injection. However, one should keep in mind that extrapolation for larger injection volumes would result in a more significant overestimation of the  $C_{5+}$  recovery.

Recovery of the propane-butane fraction remaining in the formation after injection of the enriched gas agent can be performed by injecting additional volumes of dry gas with additional recovery of liquid hydrocarbons.

### Conclusions

The analysis of the calculation results for the vapor-liquid equilibrium of reservoir fluid of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field and various injected agents provides the following conclusions.

- Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected dry (Tyumen) or reservoir gas leads to higher volume fractions of the reservoir liquid phase.
- Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected mixture leads to lower recovery of  $C_{5+}$  components in the vapor phase by evaporation.
- The final balance of these two processes can be estimated by flow simulations, taking into account both thermodynamic and displacement effects.
- Increase in the content of the propane-butane fraction in the injected gas leads to lower miscibility pressures, which positively affects the recovery of liquid hydrocarbons.

### References

1. Dolgushin N.V. *Metodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniyem kondensata i bol'shim etazhom gazonosnosti* [Methodology for studying the gas-condensate characteristics of oil-gas-condensate fields with high condensate content and large gas columns]. Ukhta: SEVERNIPIGAZ, 2007, 400 p.
2. Ter-Sarkisov R.M., Zakharov A.A., Gurlenov E.M., Levitsky K.O., Shirokov A.N. *Kontrol' za razrabotkoy gazokondensatnogo mestorozhdeniya pri nagnetanii sukhogo gaza v plast'* [Control over the development of gas-condensate field during injection of dry gas into the reservoir. Geophysical and gas-hydrodynamic methods]. Moscow: Nedra-Business Center, 2001, 194 p.
3. Ter-Sarkisov R.M. *Razrabotka mestorozhdeniy prirodnykh gazov* [Development of natural gas deposits]. Moscow: Nedra, 1999, 659 p.
4. Otchet o nauchno-issledovatel'skoy rabote "Dopolneniya k projektu razrabotki Vuktyl'skogo NGKM. Etap 3 (zaklyuchitel'nyy)". [Research Report "Additions to the development plan of the Vuktylskoye oil-gas-condensate field. Stage 3 (final)".]. Ukhta: VNIIGAZ, 2014.
5. Brusilovskiy A.I. *Fazovyye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal, 2002, 575 p.
6. Indrupskiy I.M., Lobanova O.A. *Modelirovaniye neravnovesnogo fazovogo povedeniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefi i gaza* [Simulation of nonequilibrium phase behavior of hydrocarbon mixtures]. RAS reports, 2015, vol. 463, part 1, pp. 695–698.
7. Pedersen K.S., Christensen P.L. *Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. Taylor & Francis, Bota Raton, USA, 2006.
8. Lake L.W. *Enhanced oil recovery*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989, 550 p.
9. Polishchuk A. M., Khlebnikov V. N., Gubanov V. B. *Ispol'zovaniye slim-modeley plasta (slim tube) dlya fizicheskogo modelirovaniya protsessov vytesneniya nefi smeshivayushchimisya agentami*. [Use of slim models of the formation (slim-tube models) for physical modeling of oil displacement by mixing agents]. Oilfield business, 2014, issue 5, pp. 19–24, issue 6, pp. 32–36.
10. Whitson C.H., Brule M.R. Phase behavior. SPE Monograph Series. Vol. 20. Texas: SPE, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 235 p.
11. Skibitskaya N.A., Danilov V.N., Latyshev A.A., Indrupskiy I.M., Popov A.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. *Stendovoye modelirovaniye tekhnologii dobychi zhidkikh uglevodorodov pri nasyshchennosti nizhe poroga fil'tratsii iz gazonasyshchennykh otlozheniy gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Physical modeling of liquid hydrocarbon production technology at saturations below the flow threshold of gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields]. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, pp. 46–54.